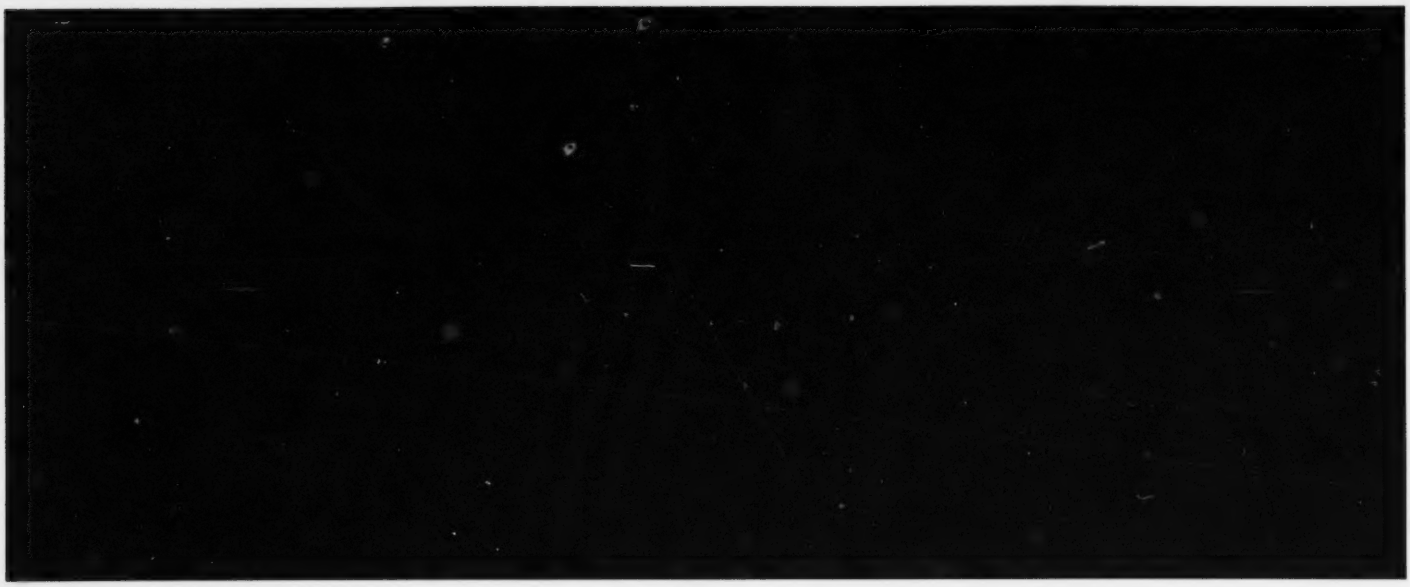
Ontario

# 2006-07 Annual Report



## Our Mandate

The Ontario Energy Board regulates the province's electricity and natural gas sectors in the public interest. Our mandate is determined by the provincial government, and is embodied in legislation and regulation.

## Our Vision

The Board envisions a viable and efficient energy sector with informed consumers served by responsive regulatory processes that are effective, fair and transparent.

## Contents


| | |
|---|---|
| A Message from the Chair and Chief Executive Officer | 2 |
| A Message from the Chief Operating Officer | 3 |
| Board Members | 4 |
| Full-Time Board Members / Part-Time Member | 5 |
| Executive Management Team | 6 |
| Ontario's Energy Sector at a Glance | 7 |
| Measuring Our Performance | 7 |
| Strategic Business Objective 1 | 8 |
| Strategic Business Objective 2 | 10 |
| Strategic Business Objective 3 | 12 |
| Strategic Business Objective 4 | 14 |
| Strategic Business Objective 5 | 15 |
| Strategic Business Objective 6 | 17 |
| Management Initiatives in Support of Strategic Objectives | 19 |
| Section 30 Cost Awards | 21 |
| Financial Statements | 22 |
| Organizational Chart | 32 |


Printed on Recycled Paper

**Ontario Energy Board**

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967 Facsimile: (416) 440-7656

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

**Commission de l'énergie de l'Ontario**

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4
Téléphone: 416 481-1967 Télécopieur: 416 440-7656

Howard I. Wetston, c.r.
Président directeur général

The Honourable Dwight Duncan
Minister of Energy

I am pleased to submit the annual report of the Ontario Energy Board. The report reviews the events and activities of the fiscal year ending March 31, 2007.

Respectfully submitted,

**Howard I. Wetston, Q.C.**
*Chair and Chief Executive Officer*

## A Message from the Chair and Chief Executive Officer

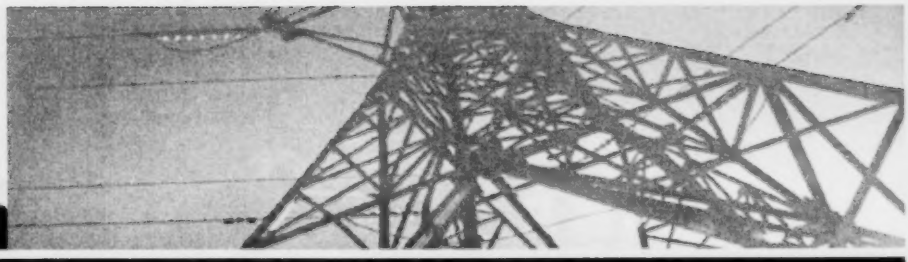
This is the third annual report of the Ontario Energy Board since it became a self-financing crown corporation. During that period, the Board has set out an ambitious agenda aimed at providing sound, predictable and transparent regulation for Ontario's energy sector – an area of critical importance to consumers and businesses alike.

The structure of this sector makes for a particularly complex environment, with our regulation engaging the interests not only of consumers, investors and industry, but also of crown corporations and municipally-owned corporations.

Many of the issues we deal with are long-term in nature and the policies we are developing can only be assessed by the same time frame. Our hope is that we are "getting it right" more often than not.

I want to thank not only our staff and Board Members for their outstanding work, but also our stakeholders and consumers at large. Some of what we are trying to do brings real challenges, but there is no doubt that the interest and engagement of the public and industry have improved our processes, informed our deliberations and enhanced energy regulation in Ontario.

**Howard I. Wetston, Q.C.**
*Chair and Chief Executive Officer*



## A Message from the Chief Operating Officer

Over the past three years, the Ontario Energy Board has undergone significant change as it has made the transition to a self-financing crown corporation. With much of that work – and many of the associated costs – now behind it, the Board has established itself as a focused, performance-oriented organization, one that is holding its budget, meeting its expanding responsibilities and serving stakeholders and the public at large.

Indeed, we were pleased to note the encouraging results from a survey of stakeholders, conducted in 2006 by Environics Research Group, which indicated that we were able to sustain the significant improvement reflected in the 2005 survey of stakeholders, when compared to the results of the 2004 survey, even though we experienced an increase in both the volume of work and range of responsibilities undertaken by the Board.

Central to our commitment to accountability is the measurement – and reporting – of our performance. Progress made against stated objectives is tracked and monitored throughout the year to ensure that we achieve the goals set out in our Business Plan. And the results are posted on our website, for all to see.

I am pleased to report that, according to an independent audit, the Board achieved 98.4 per cent of the Strategic Business Objectives set out for the 2006-07 fiscal year in its 2006-09 Business Plan.

During the year, as part of our ongoing dedication to working more effectively and transparently, the Board engaged Elenchus Research Associates (ERA) to identify appropriate performance indicators to measure regulatory costs.

In its report, ERA recommended that the Board adopt three metrics for measuring regulatory costs: a three-year moving average percentage change in operating expenses; a three-year moving average of operating expenses as a percentage of industry revenue; and a three-year moving average of operating expenses per end-use customer.

The Board accepted this recommendation and we are pleased to present, in this report, our first results using these new metrics. We are also pleased to note ERA's conclusion that, "the Board's current performance management system...is robust, well advanced and reflects best practices in strategic planning and performance measurement methods."

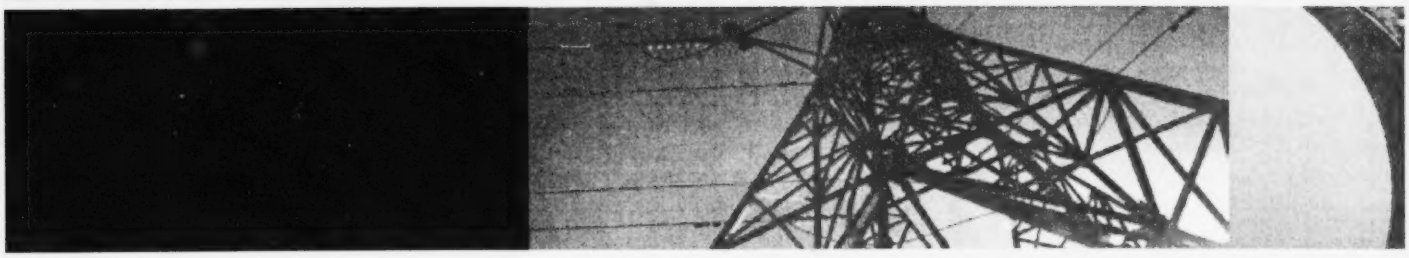
One of the Board's greatest strengths is the quality and commitment of its people. The broad institutional expertise of Board Members and staff is invaluable in ensuring that relevant public interest perspectives are examined in a manner that is transparent and fair to all parties.

In 2006, the Board again secured the services of Watson Wyatt, a recognized global specialist in human resource consulting, to survey OEB employees. The survey found that significant progress has been made in responding to many of the issues raised by staff in previous surveys. As well, the overall mean for our 2006 survey was 3.68 – up significantly from that of 2005 and higher than that of the national working population. Equally encouraging, our survey achieved an impressive 95.1 per cent response rate.

Ontario's energy sector is a complex, dynamic and challenging area of public policy. The OEB has benefited greatly from the wisdom of its Board Members and from its many stakeholders. Their contributions, insights and support have contributed greatly to the successful year reflected in this report.

Angela Ferrante

**Angela Ferrante**
*Chief Operating Officer*



## Board Members

**The Honourable**
**Howard I. Wetston, Q.C.**
***Chair and Chief Executive Officer***

Appointed Chair of the Ontario Energy Board on June 30, 2003, Mr. Wetston previously served as Vice-Chair of the Ontario Securities Commission. He has been a judge of the Federal Court of Canada, director of Investigation and Research with the Federal Bureau of Competition Policy, and general counsel to a number of organizations. Mr. Wetston was appointed Queen's Counsel in 1990, and is a member of the Ontario and Alberta Bars. His current term with the Ontario Energy Board expires in 2008.

**Gordon Kaiser**
***Vice-Chair***

Gordon Kaiser, a lawyer, author and university lecturer, was appointed Vice-Chair of the Board in July 2004. He has specialized in competition and regulatory law for three decades, acted as special counsel to the Attorney General of Canada in competition law and represented the Association of Municipalities of Ontario in gas and electricity rate hearings before the OEB and the National Energy Board. Mr. Kaiser's term expires in July 2009.

**Pamela Nowina**
***Vice-Chair***

Pamela Nowina was appointed Vice-Chair of the Board in July 2005 and has been a full-time member of the Board since March 2004. She has more than 20 years of progressively senior management experience in the natural gas and electricity sectors and, as a partner with PricewaterhouseCoopers and IBM Canada Business Consulting Services, was responsible for the strategy practice for the energy sector. Ms. Nowina's term expires in March 2010.

## Full-Time Board Members / Part-Time Member

**Paul Vlahos** has been a member of the Board since 1994, having served as Interim Chair from December 2002 to June 2003 and Vice-Chair of the Board prior to that. Mr. Vlahos also served as general manager at the Ontario Telephone Service Commission. He has taught economics at the University of New Brunswick and has held several positions in the natural gas utility sector. Mr. Vlahos' term expires in April 2010.

**Paul B. Sommerville** was appointed as a full-time member of the Ontario Energy Board in July 2001. He left his family law firm to become director of legal services for the Ontario Trucking Association, and afterwards, was counsel responsible for environmental and health and safety matters for General Motors. Mr. Sommerville's term expires in July 2009.

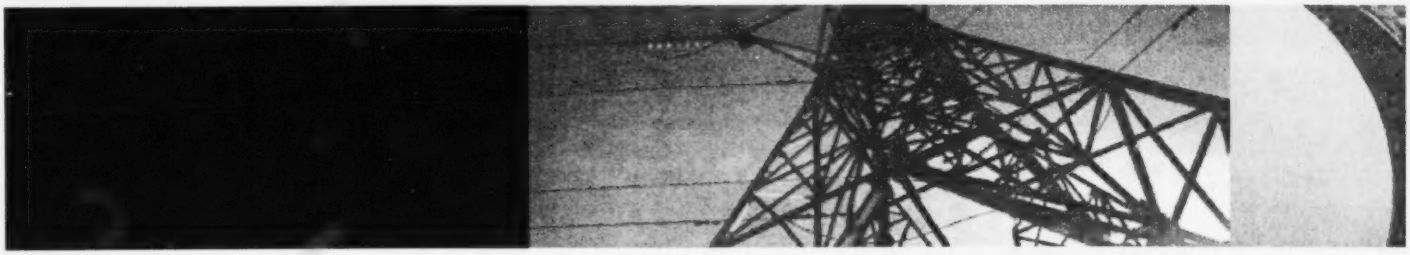
**Cynthia Chaplin** was appointed to the Board as a full-time member in March 2004. She has extensive experience in the natural gas and electricity sectors in Canada and the United Kingdom as an energy economist and consultant. Prior to joining the Board, Ms. Chaplin held senior positions with British Petroleum, Amoco and the Office of Gas Supply – Britain's gas regulator. Ms. Chaplin's term expires in March 2011.

**Ken Quesnelle** was appointed a full-time member of the Board in August 2005. Mr. Quesnelle is the former vice-president and assistant general manager of Woodstock Hydro Services Inc. and past chair of the Electricity Distributors Association. He has been a very active participant in the remodeling of the electricity sector in Ontario over the past several years, and with over 25 years experience in the utility business, has taken a leadership role on numerous industry task forces and advisory groups. Mr. Quesnelle's term expires in September 2010.

**Bill Rupert** was appointed to the Board as a full-time member in May 2006. From mid-2004 to late 2005, he served as the OEB's Managing Director, Regulatory Policy Development. Prior to that, Mr. Rupert, a Chartered Accountant, was a partner in Ernst & Young's Assurance and Advisory Business Services practice, specializing in the energy and financial services industries. He was also a practice fellow at the Financial Accounting Standards Board in the U.S., a member of the Technical Panel of the IESO and was part of the Commodity Futures Advisory Board at the OSC. Mr. Rupert's term expires in May 2008.

### Part-Time Member

**Cathy Spoel** was appointed as a part-time member of the Board in October 1999. She is a lawyer with more than 15 years of experience in administrative law, focusing on land use planning, environmental, municipal and energy law as well as specializing in alternative dispute resolution. Ms. Spoel's term expires in February 2012.



## Executive Management Team

**Angela Ferrante**
*Chief Operating Officer*

**Mark Garner**
*Managing Director,*
*Market Operations*

**Marika Hare**
*Managing Director,*
*Regulatory Policy Development*

**Mary Anne Aldred**
*General Counsel*

**Denise Harrington**
*Managing Director,*
*Communications and Public Affairs*

**Catherine Barker-Hoyes**
*Managing Director,*
*Business Services*

## Ontario's Energy Sector at a Glance

***Electricity Consumers:*** 4.5 million (consumes over 26% of Canada's electricity)

***Electricity Distributors:***
Total Service Area (sq. km) 680,000
Total km of line 200,000
Ontario generates over 26% of Canada's electricity

***Natural Gas Consumers:*** 3.1 million (accounts for over 30% of Canada's natural gas sales)

Ontario generates less than 0.25% of Canada's marketable natural gas

**The Ontario Energy Board**

***Regulates / Licenses:***
183 electricity generators
89 electricity distributors
5 electricity transmitters
116 electricity wholesalers
63 electricity retailers
3 natural gas distributors
32 natural gas marketers
Ontario Power Authority (OPA)
Independent Electricity System Operator (IESO)

Note: Statistics as of December 31, 2006.
Figures have been rounded off.

## Measuring Our Performance

The Ontario Energy Board continues to refine the way it measures its performance in order to become a more efficient and effective regulator. This year, the Board introduced separate weightings for each of the Strategic Business Objectives set out in its 2006-09 Business Plan. Those performance measures that had a quantitative numeric target were given a higher weighting. The new weighting system is reflected in this report and summarized in the table below.

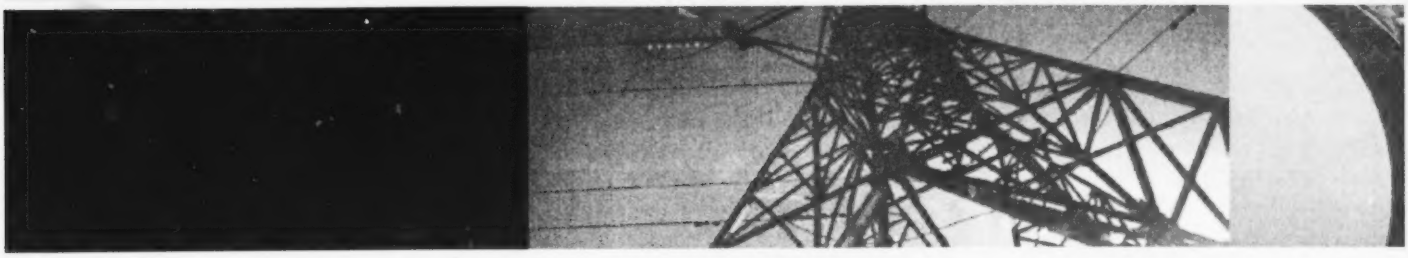
This innovation will enable the Board to more accurately measure each element of its performance according to its importance, level of complexity and the amount of time required to fulfill each objective.

For the third straight year, the Board sought independent verification of its performance results through an independent auditor – OCG Strategy and Organization Consulting. The review found that the Board achieved **98.4 per cent** of the Strategic Business Objectives set out in its 2006-09 Business Plan with a target completion date in the 2006-07 fiscal year.

The following pages are a summary of these results, beginning with a table presenting each Strategic Business Objective and its respective weighting.

| Strategic Objective | # Performance Measures | Total Weight | % of Weight |
|---|---|---|---|
| Objective 1 | 12 | 33 | 24.8% |
| Objective 2 | 4 | 13 | 9.8% |
| Objective 3 | 4 | 25 | 18.8% |
| Objective 4 | 8 | 16 | 12.0% |
| Objective 5 | 6 | 20 | 15.0% |
| Objective 6 | 3 | 12 | 9.0% |
| Management Initiatives in Support of Strategic Objectives | 8 | 14 | 10.5% |
| **Totals** | **45** | **133** | **100%** |

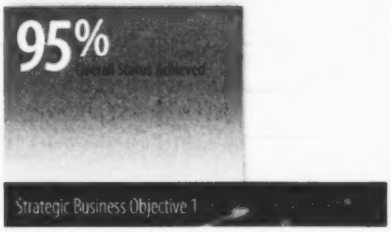
Note: The total may not add up to 100 per cent exactly due to rounding.



# Strategic Business Objective 1

To provide sound economic regulation that balances the interests of consumers with the need for a financially viable energy sector.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| The principles, methodologies, filing requirements and model needed for the cost allocation review have been completed and released. | 100% | 4 | 4 |
| The cost allocation informational filings have been submitted by distributors and reviewed by the Board. | 75% | 1 | .75 |
| A staff policy paper has been published on options for a fundamental redesign of electricity distribution rates. | 100% | 4 | 4 |
| The principles, methodologies, filing requirements and model for distributors to apply for 2007 incentive-based rates have been developed and released. | 100% | 4 | 4 |
| 2007 distribution rates have been successfully implemented. | 100% | 4 | 4 |
| Cost of capital has been reviewed and adjustments have been made to 2007 rates. | 100% | 4 | 4 |
| A process to review and assess the mechanics of the RPP has been completed, including incorporating new electricity supply contracts into pricing forecasts, establishing triggers for clearing variances between forecast prices and actual prices, and reviewing smart meter time-of-use methodologies. | 100% | 2 | 2 |
| A consultative process to develop the framework for the regulation of OPG's regulated assets has been completed, and conclusions reached on the approach to rate-setting methodologies. | 100% | 4 | 4 |
| Hearings to set the 2007 rates for specific utilities have been held and decisions issued. | 85% | 2 | 1.7 |
| Service Quality Regulation information filed by the utilities is monitored and reported. | 0% | 1 | 0 |
| The OEB is engaged in the activities of associations such as the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals, the North American Electric Reliability Council and the Northeast Power Coordinating Council, and consults directly with fellow regulators, such as the National Energy Board. | 100% | 1 | 1 |
| The revenue requirements of licensed transmitters are reviewed as required, and are implemented using the current mechanism. | 95% | 2 | 1.9 |
| **Total** | | **33** | **31.35** |



## Preparing for Ontario Power Generation

Under the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the Board will, beginning April 1, 2008, have authority to set payment amounts for the output from some of Ontario Power Generation's (OPG) assets.

Specifically, these assets comprise the nuclear generating stations operated by OPG (Pickering and Darlington) and OPG's baseload hydroelectric generation facilities (De Cew I, De Cew II, Sir Adam Beck I, Sir Adam Beck II, Sir Adam Beck pumped generating station and R.H. Saunders). Collectively, these assets constitute the backbone of electricity generation in this province.

In order to prepare for this new responsibility, the Board undertook an extensive consultation process, which led to the release of a staff discussion paper entitled "Regulatory Options for Setting Payments for the Output from OPG's Prescribed Generation Assets."

The Board also released a report, prepared by London Economics International, LLC, entitled "Alternatives for Regulating Prices Associated With Output From Designated Generation Assets." A broad cross-section of interested parties participated in this consultation.

In November, the Board released its report entitled "A Regulatory Methodology for Setting Payment Amounts for the Prescribed Generation Assets of Ontario Power Generation Inc."

The Board concluded that a series of limited-issues cost of service processes would initially be used to set the base payments for the hydroelectric and nuclear generation assets, with the ultimate goal of moving towards a form of incentive regulation. The first payment proceeding will consider the most substantive issues that are not affected by prescriptive rules that are set out in regulations, namely, operations, maintenance and administration and the rate of return on equity.

The Board has since also released, after consultation, filing guidelines to assist OPG in the preparation of its filing.

Once the Board has begun to set payment amounts, Ontario will become one of the few jurisdictions in the world to have payments to crown-owned generators determined through hearings by an independent body.

As noted, determining payments for OPG is a new experience for the Ontario Energy Board, for affected stakeholders and for the generator itself. In exercising this responsibility, the Board will use the same open and transparent hearing process that it has previously employed in rate applications and other adjudicative matters.

## Incentive Regulation – Policy to Practice

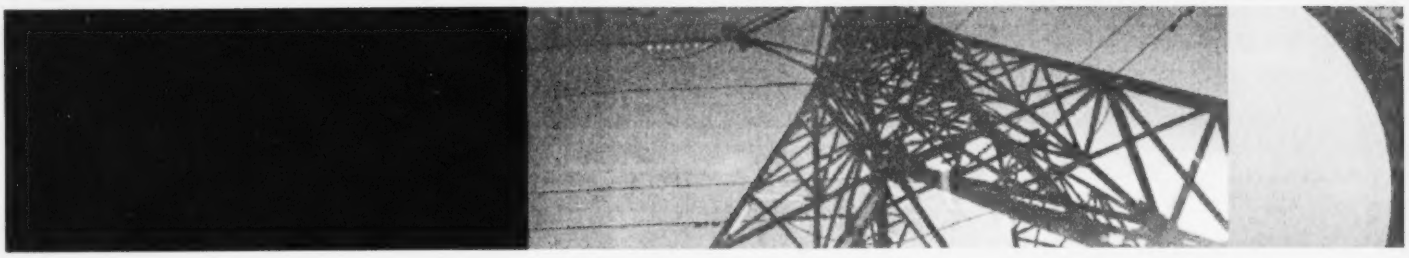
Promoting economic efficiency is an important objective of the Board. We continue to look at ways to foster greater efficiency within the sector – to promote innovation, lower the costs of doing business and support new investment. In 2005-06, the Board announced plans to develop an incentive regulation mechanism for electricity distribution utilities, to be implemented in the 2006-07 fiscal year.

In developing this mechanism, the Board undertook extensive consultations with stakeholders. In April 2006, the Board launched a consultation process to assist in the development of a policy on the cost of capital to be used in adjusting annual revenue requirements and on the establishment of a simple, practical and easily applied incentive regulation mechanism to be used to set rates for electricity distributors for the years 2007 to 2010. This is referred to as the 2nd generation incentive rate mechanism.

To provide stakeholders with a framework for discussion, the Board issued a draft staff report entitled "Proposals for Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors." Staff then hosted a public information session for interested parties along with a number of additional meetings with stakeholder groups, to discuss the issues. An opportunity to make written comments on the draft staff report was also provided. A further iteration of the staff report was issued for comment in the summer of 2006 and was the subject of two stakeholder consultation conferences that allowed for a frank dialogue between numerous experts and stakeholders.

Based on all of the input received, in November 2006, the Board issued – for stakeholder comment – its draft report entitled "Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors and Associated Guidelines." Among other things, the draft report proposed guidelines to assist interested parties in understanding how the 2nd generation incentive regulation framework would be implemented and provided information to assist distributors in preparing their rate applications for the 2007 rate year. Following consideration of comments received from interested parties, the final report of the Board entitled "Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors" was issued on December 20, 2006.

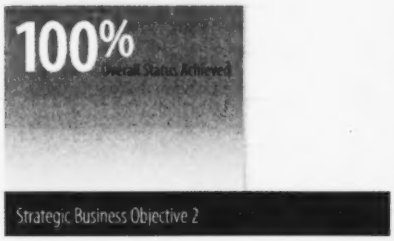
This policy framework represents an important step in the efficient and effective regulation of Ontario's energy sector. At the beginning of 2007, 81 of the 85 electricity distributors filed applications for a rate adjustment using the incentive rate mechanism established through this process, enabling the Board to issue decisions on these 81 applications in three months instead of the traditional six to nine months.



# Strategic Business Objective 2

To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure and supply.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| The OPA has filed its first Integrated Power System Plan (IPSP) with the Board, using the approved filing requirements, and the IPSP has been reviewed for approval by the Board. In the interim, prior to the IPSP, the Board has dealt with OPA procurement issues as required. | 100% | 4 | 4 |
| The regulatory framework supporting the standard offer program, such as code amendments, has been implemented and is being monitored. | 100% | 4 | 4 |
| The hearing following the report of the Natural Gas-Electricity Interface Review has concluded, including services for gas-powered generators and storage allocation. | 100% | 4 | 4 |
| The OEB has engaged regulators from neighbouring jurisdictions – for example, New York, Michigan, New England and Quebec – to develop a mutual understanding of common regional issues arising from changes in the energy sector. | 100% | 1 | 1 |
| **Total** | | **13** | **13** |




## The Natural Gas Electricity Interface Review Decision

In the fall of 2003, the Ontario Energy Board undertook a comprehensive sector review to further improve the efficiency and effectiveness of natural gas regulation in the province. This initiative, known as the Natural Gas Forum, resulted in a report, "Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework", that was released on March 30, 2005.

The report found that an "important and immediate priority" for the province was ensuring that the natural gas infrastructure could meet the demands created by new natural gas-fired electricity generators.

In response to the Natural Gas Forum report, the Board initiated the Natural Gas Electricity Interface Review (NGEIR) proceeding to answer two key questions: first, whether the Board should order new rates for natural gas transmission, distribution and storage services to natural gas-fired generators; and second, whether the Board should refrain, in whole or in part, from regulating rates for gas storage services. In November 2006, the Board issued its decision.

With respect to regulating storage services, the Board found that storage operators compete in a market that includes Michigan and parts of Illinois, Indiana, New York and Pennsylvania. It further found that Union Gas Limited and Enbridge Gas Distribution, which operate large underground gas storage facilities, do not have market power.

The Board concluded that the public interest was best met by refraining from regulating high-deliverability storage services. As a result, the Board determined that it will not regulate the prices of storage services that these companies offer to their customers outside their franchise areas, or the prices of new services offered by these utilities inside their franchise areas. In-franchise customers will continue to receive regulated, cost-based rates. The Board also decided it will not regulate storage prices for new storage operators.

The issue of services for gas-fired generators arose due to the increasing number of "dispatchable" gas-powered generators (i.e. those that respond, on five minutes notice, to instructions from the Independent Electricity System Operator – IESO). Because of the short notice time, the gas consumption profiles of these generators are more difficult to forecast.

## Powering Distribution Systems

The Renewable Energy Standard Offer Program (RESOP) administered by the Ontario Power Authority (OPA) helps Ontario meet its energy supply targets by providing a standard pricing regime for smaller facilities that generate electricity using renewable sources. In the 2006-07 fiscal year, the Board took steps to ensure that a supportive regulatory framework was in place to help smaller generation facilities connect to the distribution system.

Specifically, to facilitate the connection and settlement of smaller generation facilities, the Board made a number of important amendments to the Retail Settlement Code and the Distribution System Code.

The Distribution System Code was amended to require distributors to implement a queuing process under which generation connections are required to be dealt with on a first-come, first-served basis. In addition, to eliminate the need for individually negotiated agreements between each distributor and generator, standard form connection agreements have been mandated for generation facilities that have a capacity of 10 megawatts or less.

To ensure that metering costs are commensurate with the size, fuel type and technology of a generation facility, the mandatory requirement for four-quadrant interval metering was eliminated for generation facilities that have a capacity of 10 megawatts or less.

Amendments to the Retail Settlement Code also include a requirement that distributors settle with RESOP generators in accordance with the terms of the generator's contract with the OPA.

Additional measures taken this year by the Board to facilitate the connection of smaller generation facilities include: development of a simplified licence application form for RESOP generators; lower generation licence application fees ($100 instead of $800); and the elimination of annual registration fees for generation facilities that have a capacity of 10 megawatts or less.

To further assist smaller generators, a web page was developed that provides information about distribution connection requirements, including things to consider before getting started and steps to take in order to connect to a distribution system.

**The Natural Gas Electricity Interface Review Decision (continued)**

Flexible and responsive gas services, such as high-deliverability gas storage, allow the plant operators to manage the financial risk of their business and ensures that the plants are operating reliably.

The Board approved a number of new services aimed at addressing the needs of these gas-fired generators including: distribution rate structures for high-volume consumers; more frequent nomination windows for the distribution, storage and transportation of gas; the inter-franchise movement of gas; redirection of gas to different delivery points on short notice; simpler processes for transferring title to gas in storage and, as noted, high-deliverability storage services.

## Creating a Roadmap for the Future

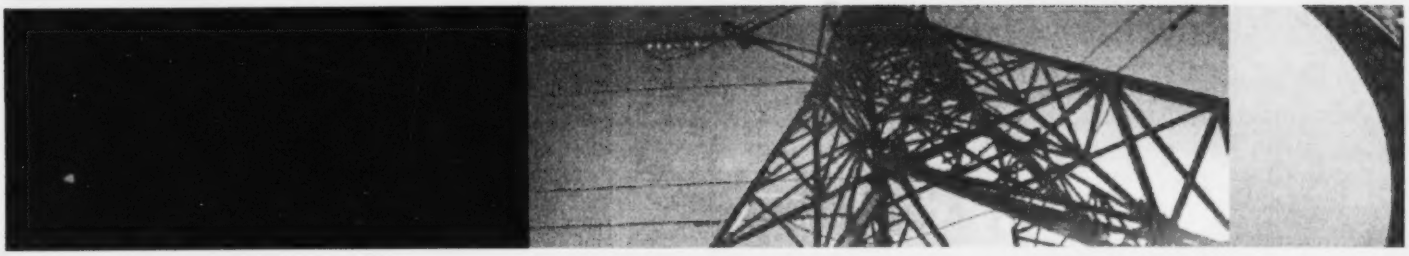
A major initiative in the electricity sector is the development of a plan designed to assist in ensuring that an adequate and reliable supply of electricity will be available to meet electricity demand for the next 20 years.

The Ontario Power Authority (OPA) is responsible for developing an integrated power system plan (IPSP), which must be submitted to the Board for approval. The Board will review the IPSP to ensure that it complies with the Government's Directive regarding supply mix and that it is economically prudent and cost effective. The OPA must also develop, and submit for approval by the Board, appropriate procurement processes for managing electricity supply, capacity and demand.

In December, the Board issued a report setting out a framework to guide its approach. The report includes principles to form the basis of its review of the IPSP and the OPA's procurement processes, and outlines the Board's expectations with respect to the OPA's filings. Development of the report was informed by extensive consultation with interested parties, including the OPA.

Among the matters addressed in the report are: the scope of the Board's mandate; how the Board will consider whether the IPSP complies with the Government's supply mix Directive and the regulations relating to the IPSP; the treatment of projects started before the IPSP is filed; regulatory streamlining opportunities; and, how the Board may facilitate implementation of electricity projects embodied in the IPSP.

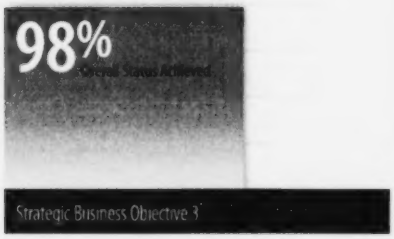
As part of its review of the IPSP, the Board will be called upon to consider whether and how the OPA has considered environmental protection and environmental sustainability in the development of its plan. The Board is committed to a timely, fair and efficient review of the IPSP.



# Strategic Business Objective 3

To improve regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| We have achieved our published timelines 70% of the time. | 100% | 8 | 8 |
| The OEB provides a response to applicants within ten days, 85% of the time. | 100% | 8 | 8 |
| A substantive review of the effectiveness of this funding has been completed. | 50% | 1 | .5 |
| Parties contacting the Market Operations Hotline receive a complete response within five business days 85% of the time, and the remainder within 45 days. | 100% | 8 | 8 |
| **Total** | | **25** | **24.5** |




## Metrics-driven Results

It is said that what gets measured gets managed. That is why the Board places considerable emphasis on having clearly defined, publicly-stated performance measures against which actual results can be compared. The results of these performance measures are reflected throughout this report. In some cases, when the Board has exceeded its target objective, a graph has been added to illustrate the actual score that was achieved. For example, three of the four performance measures for Strategic Business Objective 3 exceeded the original target score as the graphs indicate.

Among the metrics employed are specific time periods for completion of various processes and procedures.

The Board has set ambitious targets for itself, and achieving our metrics can be a challenge. We owe our success in meeting this challenge to various factors. Key are the efforts of Board Members and staff, along with the way in which interested parties participate in our processes. In addition, the Board continuously strives to enhance its efficiency. One way that it achieves this objective is to ensure that parties have a good understanding of the Board's policies and expectations.

To that end, the Board is making greater use of filing guidelines and articulating regulatory policy on issues relevant to its mandate. A number of the initiatives described elsewhere in this report reflect the results of these efforts.

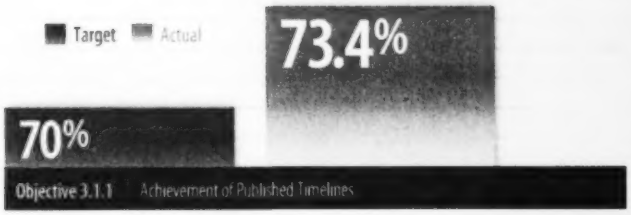
In addition, the Board continues to use alternative dispute resolution mechanisms where appropriate to facilitate the resolution of issues. In 2006-07, a major natural gas rates application, which would normally have taken up to 280 days to process, was dealt with in 90 days as a result of the parties arriving at a comprehensive settlement proposal for approval by the Board.

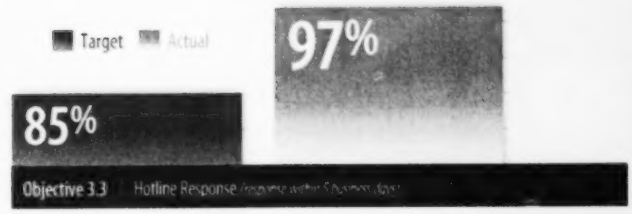
The Board will continue to look for ways to enhance its performance while maintaining the highest standards of professionalism and determining applications in a fair and transparent manner.

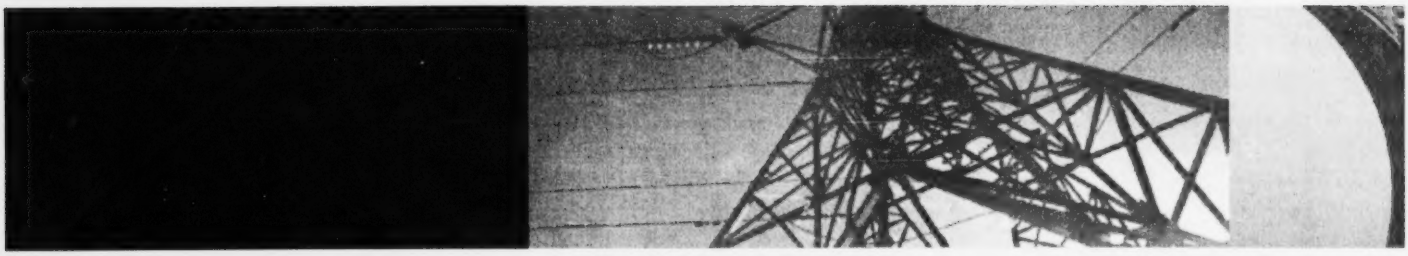
## Applications Processed 2006-07

| Type of Application | Number of Applications |
|---|---|
| **Electricity** | **FY2006-07** |
| Facilities | 11 |
| Licence | 114 |
| Licence Amendments | 28 |
| Corporate Changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures) | 19 |
| Market Rules | 2 |
| Rates | 115 |
| Other | 76 |
| **Sub-total** | **365** |

| Type of Application | Number of Applications |
|---|---|
| **Gas** | **FY2006-07** |
| Certificates | 17 |
| Facilities | 36 |
| Franchise | 17 |
| Licence | 8 |
| Licence Amendments | 2 |
| Corporate Changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures) | 0 |
| Market Rules | 1 |
| Rates | 14 |
| Other | 11 |
| **Sub-total** | **106** |
| **Generic** | 10 |
| **Total** | **481** |



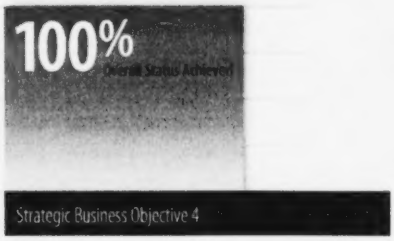




# Strategic Business Objective 4

To enhance public confidence in the Board's regulation through expanded audit and compliance programs.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| We are meeting the performance standards for resolving compliance matters and consumer disputes. | 100% | 4 | 4 |
| The OEB is reporting on compliance activities that have been undertaken. | 100% | 1 | 1 |
| Tools have been developed for self-reporting on compliance. | 100% | 1 | 1 |
| The Board's website sets out audit policies and practices. | 100% | 1 | 1 |
| An annual risk-based audit program has been implemented. | 100% | 4 | 4 |
| The USoA for electricity has been reviewed. | 100% | 2 | 2 |
| Reporting tools for the electricity RRRs have been enhanced. | 100% | 2 | 2 |
| The Board has published regulatory reports and statistics. | 100% | 1 | 1 |
| **Total** | | **16** | **16** |




## Improving our Audit Operations

Much of the Board's decision-making processes rely on the information provided by the entities it regulates. In 2006-07, the Board completely replaced the electronic reporting system for electricity distributors and transmitters, resulting in a significant simplification of the reporting process and a lighter regulatory burden.

The new system, called the Regulatory Information Filing System (RIFS), has a number of benefits over its predecessor, including:

- capturing detailed financial and operating performance data in a number of different formats;
- providing filers with secure and confidential access to the system via an ordinary web browser;
- enabling Board staff to update and inform users through the system;
- allowing filers to review and modify data before and after submission; and,
- creating scalability, both in terms of the number of utilities that can use it as well as the sectors that report through it.

Since RIFS was launched, there have been improvements in the quality of data reported, with a higher percentage of on-time and complete filings, a significant reduction in the time required to file, much shorter follow-up times by the Board in identifying errors, less frustration among the utilities and an improved ability to both track and update filings.

## Informing the Energy Sector about Market Issues

Helping the public to better understand energy issues is one of the OEB's key business objectives. The Board has a dedicated "For Consumers" section on its website that provides information on the energy sector and consumers' energy options, tips on energy use, answers to frequently asked consumer questions and help with understanding energy bills.

This year, the Board added a new report to provide consumers with additional information about issues in the energy retail market – a chart displaying the number of issues related to electricity retailers and natural gas marketers that have been received by our Consumer Relations Centre from residential and small business consumers.

Although issues are not independently reviewed by the Board before being included in the chart, the Compliance Office does investigate complaints that raise compliance concerns and takes steps to resolve non-compliant activities.

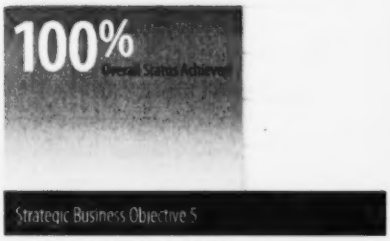
The report is updated quarterly and the information is organized under three headings: Agent Conduct (e.g., issues relating to door-to-door and telemarketing activities); Contract Management (e.g., issues relating to enrollments, renewals and contract cancellations); and Customer Service (e.g., issues relating to call centre interactions, administration and general service). Data is provided to those retailers and marketers that have notified the Board that they are active in the marketplace.

The statistics are presented for each retailer or marketer based on the number of issues raised per 1000 new enrollments and renewals. The information on enrollments and renewals used for this purpose is provided by the retailers and marketers themselves.

# Strategic Business Objective 5

To enhance transparency with stakeholders and empower consumers by expanding information programs.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| Ongoing information programs have been implemented, informing stakeholders and consumers about Board initiatives, processes and policies. | 100% | 4 | 4 |
| Design and functionality improvements have commenced on the OEB website to provide better navigability and access to information for stakeholders, consumers and the public. | 100% | 2 | 2 |
| We are meeting a minimum of 80% of the time, the following consumer response standards: responding to correspondence within 15 business days; answering phone calls within 20 seconds; and responding to voicemail within 24 hours. | 100% | 8 | 8 |
| The Board continues to report annually on the types of issues that consumers are raising in their enquiries to the Board. | 100% | 1 | 1 |
| The Board's stakeholder perception index is updated. | 100% | 4 | 4 |
| The Board's consumer research has been updated. | 100% | 1 | 1 |
| **Total** | | **20** | **20** |




## Transparent Communications

Transparency is an essential element of effective regulation and clear communication is a critical component of transparency. Throughout the 2006-07 fiscal year, the Board continued to enhance its communications with consumers, stakeholders and the public at large.

### Consumers

One of the Board's priorities is to inform consumers about its role and responsibilities, particularly as they relate to setting the rates that consumers pay.

This year, the Board continued to keep consumers apprised of their choices in the retailer market, of changes in natural gas delivery rates as well as quarterly rate adjustments and of electricity delivery rates for distributors across the province.

Through the Regulated Price Plan (RPP), the Board sets the prices per kilowatt hour that electricity utilities charge most consumers. 2006-07 was the second year of the RPP and, for the first time, the Board implemented rate adjustments for both the summer and winter periods.

Prices for the summer period (May 1, 2006 to October 31, 2006) were set in April and reflected higher prices to obtain supply for RPP consumers than had been previously forecast by the Board.

By contrast, in setting prices for the winter period (November 1, 2006 to March 31, 2007), the Board lowered prices to reflect better than expected supply and demand conditions in the marketplace.

This experience demonstrated that while prices in the electricity market change over time to reflect actual supply and demand, the RPP smoothes out the day-to-day price volatility. Through the media, factsheets and brochures, the Board explained these changes in prices and their impact on consumers' bills.

The Board also enhanced its website during the year, including the dedicated "For Consumers" link that provides tips and tools, answers to frequently asked questions, information on the energy sector and consumers' energy options as well as help with understanding energy bills.

A growing awareness of the Board was evident in an 80 per cent increase in the volume of calls to the Consumer Relations Centre, as well as a 31 per cent increase in correspondence (e-mails, letters and faxes). Notwithstanding these substantial increases in volume, service standards for responding to enquiries were maintained.

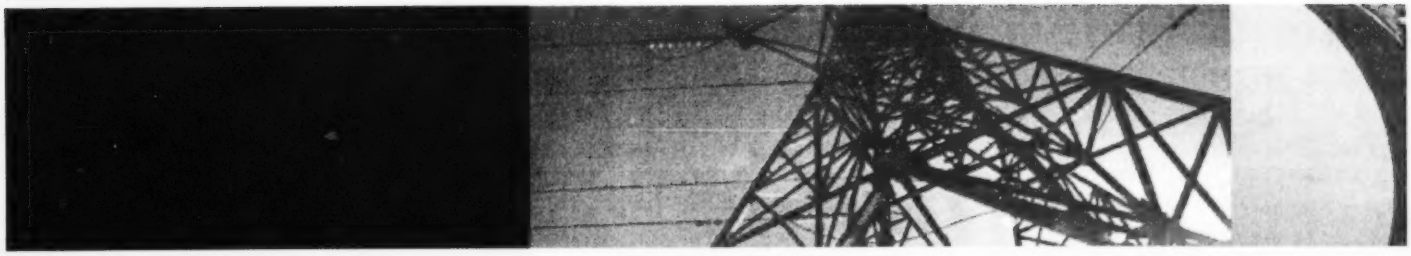
Among the topics raised most frequently with the Board were smart meters, time-of-use pricing, billing and how the retail market works. Complaints were directed to our Compliance Office.

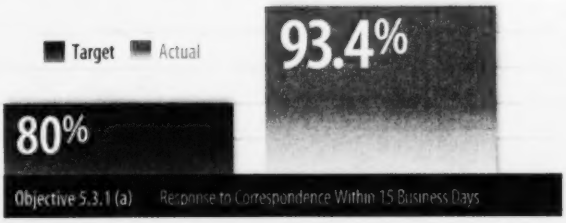
The Board continues to undertake consumer research which, together with the calls and correspondence received, helps inform and improve our consumer communications efforts.

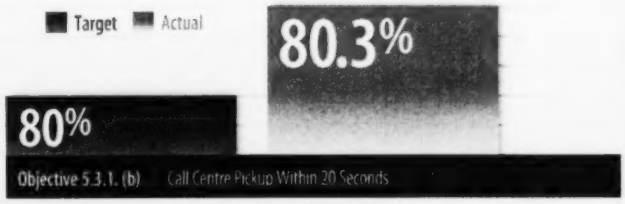
### Stakeholders

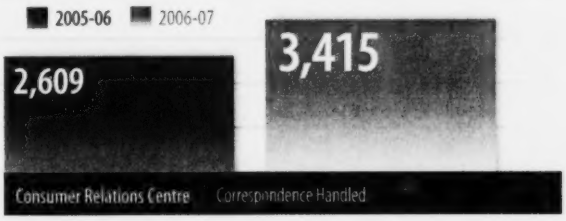
Providing timely information on Board priorities, timelines and processes helps stakeholders work effectively in a regulatory environment.

This year, the Board continued to meet with industry associations and to communicate, through speeches at industry events, press releases and via its website, such key initiatives as incentive regulation, the Natural Gas-Electricity Interface Review (NGEIR) and preparations for reviewing the Integrated Power System Plan.





## Website Improvements

A major initiative in 2006-07 was the development of the online OEB regulatory activities calendar. Stakeholders can now see, at a glance, a daily schedule of proceedings and consultations taking place at the Board, together with links to related material. This calendar has quickly become one of the most visited pages on the website. To view the regulatory activities calendar, visit the Board's website at: www.oeb.gov.on.ca.

Because the Board places a high priority on feedback from its stakeholders, each year we survey stakeholders to measure how satisfied they are with our overall performance and to track changes in perception over time. The results show steady improvement, with opportunities to do even better.

The Board has now adopted a performance metric related to this annual survey. Our target for each year is to attain an overall satisfaction rating equal to, or better than, the average rating of the previous three years. The metric will be applied for the first time in the 2007-08 fiscal year.

In addition, the Board continues to provide updates on its performance metrics, publishes the results of its employee survey and has announced that it will begin publishing the business expenses of the Chair, Vice-Chairs and Chief Operating Officer on its website in the 2007-08 fiscal year.

In a continuing effort to provide helpful information to consumers, this year the Board posted a comparison of estimated residential electricity bills on its website. The estimated bills are based on a residential customer using 1,000 kilowatt hours of electricity per month.

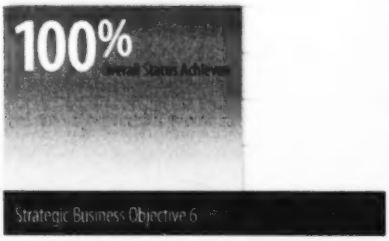
This information allows consumers to see estimated bills for more than 80 electricity distributor service areas, as well as the provincial average. It provides a useful basis for comparison for the media, the public and electricity distributors themselves. The Board intends to update the estimated bills every six months, to coincide with any semi-annual changes in RPP prices and annual changes in delivery rates.

In publishing the figures, the Board noted that distribution rates, which appear under the "Delivery" heading on low-volume consumers' bills, vary from utility to utility, reflecting the differences in utility-specific costs that are recovered in their respective rates. These costs relate to elements of a utility's particular circumstances, such as the age of its assets, the number of customers it supplies, customer density and the geographic size of its service area.

# Strategic Business Objective 6

To reduce regulatory barriers to energy conservation and demand management.

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| The Board has developed and implemented regulatory instruments that support the roll-out of smart meters, as determined by legislation. | 100% | 4 | 4 |
| A long-term regulatory framework is in place to address the recovery of conservation and demand management expenditures in the rates of regulated natural gas and electricity distributors. Initiatives will include: | | | |
| a) Reviewing the OPA's conservation budget | 100% | 4 | 4 |
| b) Developing interim CDM policy for electricity distribution rates | 100% | 4 | 4 |
| **Total** | | **12** | **12** |




## Conservation and Demand Management

In 2005, the Board approved $163 million in funding to electricity distributors to be used for conservation and demand management (CDM) activities. This funding was related to the third installment of their market adjusted revenue requirements ("third tranche funding").

Building on the 2005 approval, in 2006, the Board undertook three initiatives related to CDM. First, it continued to monitor and provide information on the progress of spending by distributors on CDM activities for third tranche funding. Second, it developed a regulatory framework for CDM activities in 2007 and beyond. And third, the Board developed an expedited approach to approve applications for additional funding for CDM activities through to the end of 2007.

### Monitoring CDM Program Spending

Approval for third tranche funding was conditional on distributors submitting regular reports to the Board on their CDM activities. The reports for 2005 have been received by the Board and reviewed by its Chief Regulatory Auditor. A summary of this review is posted on our website.

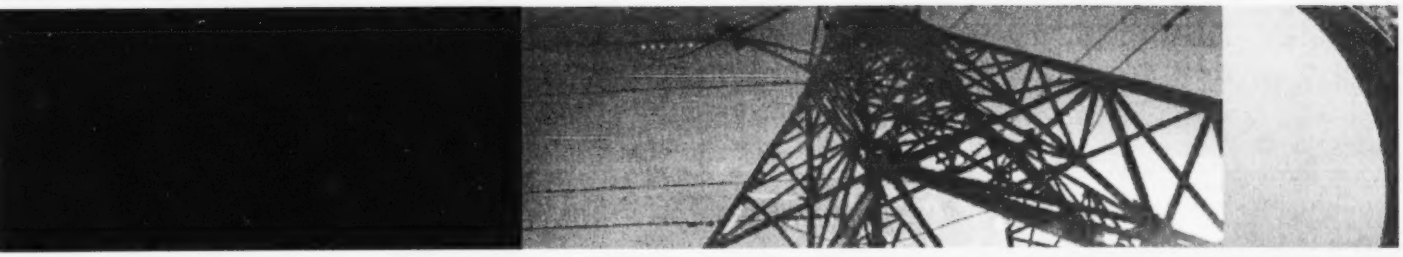
Making the information provided by distributors publicly available online contributes to transparency, encourages distributors to undertake or further their CDM initiatives, allows progress to be monitored over time, and allows interested parties to see what actions are being taken toward conservation and demand management by electricity distributors.

### Developing a Regulatory Framework

In December 2006, the Board initiated a consultation process to develop a regulatory framework for CDM activities in 2007 and beyond. The objective was to ensure that a longer-term regulatory framework is in place to address rate-related issues stemming from the involvement of electricity distributors in the delivery of CDM programs. Recognizing that the Minister of Energy issued a directive to the Ontario Power Authority (OPA) to organize the delivery and funding of CDM programs by electricity distributors, the framework needed to address those issues in the context of both funding by the OPA and funding through distribution rates. As an initial step, the Board issued a staff discussion paper for comment in January 2007.

Following consultations with stakeholders on the staff discussion paper, the Board issued a report in March 2007 outlining a regulatory framework based on the following principles:

- the implementation of government policy should be facilitated, including policy that gives the OPA primary responsibility for funding CDM activities and that identifies and develops strategies that accelerate the implementation of conservation, efficiency and demand management measures;
- regulatory certainty and predictability should be provided so that distributors can plan for, and make, investment decisions;
- confusion should be minimized by clarifying the roles of entities involved in the regulation or provision of CDM, including distributors, the Independent Electricity System Operator (IESO), the OPA, the Board and consumers; and,
- administrative efficiency should be attained to minimize the regulatory burden on distributors and the cost to ratepayers while maintaining transparency and thoroughness in regulatory processes.



As part of the framework, the Board determined that a mechanism should be available to address the possibility that some distributors might experience lower than expected revenues due to lower than expected consumption by consumers resulting from CDM activities.

Distributors will be able to apply for this "lost revenue adjustment mechanism" (LRAM) for CDM activities in 2007 and future years, whether the activities are funded through distribution rates or the OPA. Distributors had previously been able to apply for this adjustment mechanism for CDM activities approved for third tranche funding.

**Continuity of Funding for 2007**

In early 2007, it became clear that OPA funding for CDM activities would not be available as early as had been expected. Accordingly, the Board put in place an expedited process for approving incremental funding of CDM activities through distribution rates until April 2008 for programs originally financed through third tranche funding. These steps were taken to ensure that distributors could apply for approval of funding for CDM activities in a timely manner until OPA funding becomes available.

Looking ahead to the period 2007-10, it is anticipated that the OPA will be the principal source of funding for the majority of CDM activities undertaken by electricity distributors. However, the Board expects that it will continue to have a role in determining applications for funding of CDM activities through distribution rates for programs not offered by the OPA, such as distribution system improvements to reduce line losses.

As the CDM environment in Ontario evolves, the Board will continue to ensure that effective regulatory policies are in place to support the government's conservation and demand management objectives.

## The Ontario Energy Board Smart Price Pilot

The Government of Ontario plans to install smart meters across the province by December 31, 2010. It has also set the goals of reducing peak electricity demand by 6,300 megawatts by 2025 and of creating a culture of conservation in the province.

Achievement of these goals will depend on consumers reducing their peak electricity use and/or shifting their demand away from on-peak hours. To facilitate these changes in consumption, consumers need information that will enable them to better understand their energy use and the implications of changing their consumption patterns. Smart meters will enable the provision of that information.

Financial incentives can encourage consumers to change their electricity use. Time-of-use pricing can provide such an incentive under the Regulated Price Plan (RPP), although it is not presently available from most distributors in the province.

This year, the Board launched a pilot project called the *Ontario Energy Board Smart Price Pilot*, the first pilot anywhere to simultaneously assess time-of-use pricing, critical peak pricing and critical peak rebates. Hydro Ottawa assisted the Board with this pilot which ran from August 1, 2006 to February 28, 2007.

The purpose of the pilot was to assess the design elements of the current time-of-use pricing program before rolling it out province-wide. In particular, the pilot was designed to allow the Board to:

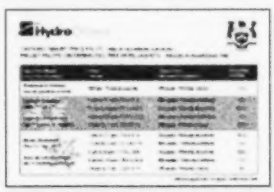
- determine if RPP time-of-use pricing encouraged people to shift the timing of their electricity use;
- test critical peak pricing;
- assess the degree of demand response and conservation;
- obtain direct feedback from consumers; and,
- determine how to best communicate with consumers to enhance their understanding of time-of-use pricing.

In the pilot, 375 residential consumers were divided into three groups. The first received time-of-use pricing; the second, time-of-use pricing along with higher pricing during critical peak hours; and the third, time-of-use pricing as well as a rebate for decreasing consumption during critical peak hours.

The electricity usage of these three groups was compared with consumption by a "control" group of Hydro Ottawa customers that remained on RPP two-tiered pricing.

During the course of the pilot, seven critical peak events were declared to enable an assessment of the impact of critical peak pricing and critical peak rebates. These events were declared on days that were forecast to be either very hot or very cold (below -14°C or above 28°C, or when the humidex exceeded 30°C), and consumers were given a day's notice before a critical peak event was declared by means of an automated phone call, e-mail or text message. Seven such events were experienced over the course of the pilot.

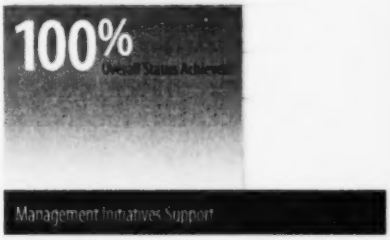
While the final report on the pilot project will be released in the first half of the 2007-08 fiscal year, information obtained through a participant survey found that 74 per cent of respondents preferred time-of-use pricing to the RPP two-tiered pricing structure they had been on prior to the pilot. The preliminary results also indicated that consumers did respond to time-of-use pricing and both shifted consumption and reduced overall electricity usage. The Board will evaluate the results obtained, the concerns expressed and the lessons learned from the pilot.



*Sample Refrigerator Magnet used during the Pilot.*

# Management Initiatives in Support of Strategic Objectives

| Performance Measure Description | Status | Weight | Achievement |
|---|---|---|---|
| An appropriate measure of the Board's cost of regulation is reported. | 100% | 1 | 1 |
| A measure of investment in staff development based on best practices is reported. | 100% | 1 | 1 |
| A three-year learning and development plan has been developed. | 100% | 1 | 1 |
| The Employee Engagement Index continues to be updated from regular employee surveys, and employee engagement is monitored against that of similar organizations. | 100% | 2 | 2 |
| An action plan is developed from the Index, and implemented as appropriate. | 100% | 4 | 4 |
| The average voluntary staff departure rate is equal to or below the average Canadian rate. | 100% | 1 | 1 |
| Appropriate, user-friendly, timely and cost-effective business systems and management structures are implemented. Key stakeholder-focused initiatives from the Information Technology Strategy include: | | | |
| a) Applications Maganement Systems – license registry and case management. | 100% | 2 | 2 |
| b) Electronic Data Submission System – electricity RRR forms. | 100% | 2 | 2 |
| **Total** | | **14** | **14** |




## Measuring Ourselves Against Past Performance

Since becoming a self-financing crown corporation in 2004, the Board has dedicated itself to undertaking management initiatives that "...will enable it to work more effectively, using its resources efficiently and in a fair and transparent manner to serve stakeholders..." In its Business Plan for 2006-09, the Board committed to publishing an appropriate measure of regulatory costs.

In 2006-07, the Board engaged Elenchus Research Associates (ERA) to identify regulatory cost measures that could be implemented as objective performance indicators.

The report produced by ERA surveyed the practices of other regulatory agencies in Canada, the United States, Australia and Europe to determine the kinds of regulatory cost measures currently in use. It then evaluated the "fit" of these various approaches by examining the similarities and differences between the Board and other regulatory regimes.

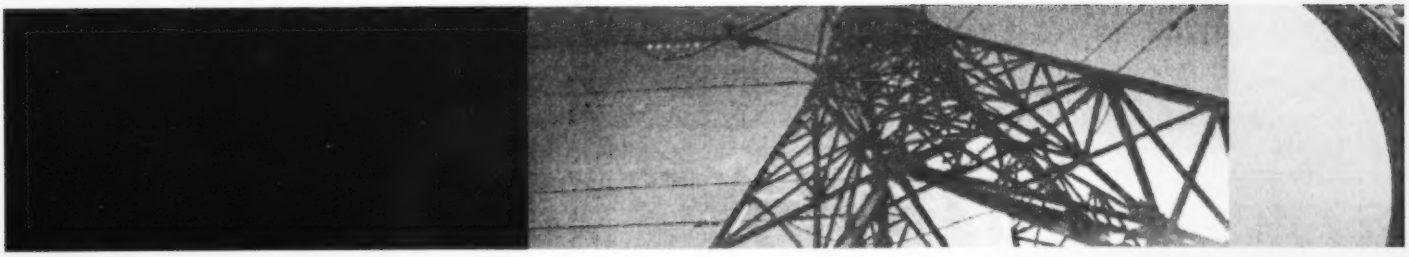
Based on this assessment, ERA recommended that the Board adopt three regulatory cost measures:

- a three-year moving average percentage change in operating expenses;
- a three-year moving average of operating expenses as a percentage of industry revenue, and;
- a three-year moving average of operating expenses per end-use customer.

It was ERA's conclusion that the three-year moving average was appropriate for each measure as a means of smoothing out the impact of unusual, or cyclical, regulatory requirements.

For 2006-07, the first reporting year of measures of regulatory cost, the Board is publishing an interim two-year average as a transition to the three-year benchmark, as recommended by ERA in its September 2006 report to the Board. The ERA report entitled "A review of Potential Regulatory Cost Measures" is available on the Board's website.

The Board accepted ERA's conclusions and adopted the recommendations. The three measures and the results for the relevant fiscal years are presented in the accompanying table.



## Regulatory Cost Measures

| | OEB | | |
|---|---|---|---|
| | 2006-07 | 2005-06 | 2004-05 |
| Operating Expenses [a] | $ 29,960,984 | $ 25,481,267 | $ 24,544,752 |
| **Measure #1: Percentage Change in Operating Expenses** | **17.58%** | **3.82%** | **n/a** |
| **2-Year Rolling Average** | **10.48%** | **n/a** | **n/a** |
| Industry Revenue ($B) [b] | $ 19.9 | $ 21.9 | $ 18.4 |
| **Measure #2: Operating Expense/Industry Revenue** | **0.15%** | **0.12%** | **0.13%** |
| **2-Year Rolling Average** | **0.13%** | **n/a** | **n/a** |
| Electric Customers | 4,592,868 | 4,522,929 | 4,461,799 |
| Natural Gas Customers | 3,106,554 | 3,029,244 | 2,950,856 |
| **Measure #3: Operating Expense per Customer** ($/yr/customer) | **$ 3.89** | **$ 3.37** | **$ 3.31** |
| **2-Year Rolling Average** | **$ 3.63** | **n/a** | **n/a** |

## Commentary

**Measure #1: Percentage Change in Operating Expenses**
The increase in operating expenses from 2005-06 to 2006-07 reflects the structuring of the OEB to a self-financing Crown Corporation and the increased mandate of the Board in overseeing activities of electricity and natural gas distributors, transmitters, retailers, marketers and generators.

**Measure #2: Operating Expense/Industry Revenue**
Industry revenue declined by $2 billion (10%) from 2005-06 to 2006-07 due to changes in gas and electricity prices which in turn contributed to OEB operating expenses as a percentage of industry revenue, increasing from 0.12% to 0.15%.

**Measure #3: Operating Expenses per Customer**
Operating expenses per customer increased by $.52 (15.33%) from 2005-06 to 2006-07 due to the increase in OEB operating expenses slightly offset by a 2.5% increase in the number of electricity and gas customers.

Notes: a) Source: Ontario Energy Board, Financial Statements. The figure used is Total Expenses as reported in the Statement of Operations and Net Assets. This assumes no rate-funded costs recoverable under section 30 of the Ontario Energy Board Act, 1998 of $1,100,664 in 2006-07, $1,190,017 in 2005-06 and $1,236,000 in 2004-05. Intervenor and stakeholder costs that regulated entities were ordered to pay are not costs of the Board and are therefore not included in total expenses.

b) Source: 2004-05 estimate based on various OEB and Statistics Canada sources.

## Migrating to an Electronic Filing Environment

Over the past few years, many of the Board's stakeholders have asked that they be allowed to submit more of their filings electronically. In 2006-07, the Board undertook a major initiative to accommodate that request with a pilot project on e-filing involving a large gas distributor in the province.

The pilot enabled due diligence to be performed and provided staff with an opportunity to become familiar with the system prior to launching electronic filing for all stakeholders in the first quarter of the 2007-08 fiscal year.

The new Regulatory Electronic Submission System (RESS) will offer several important advantages over the current system, which is heavily paper-based:

- the number of paper copies required by the Board will fall from as many as ten to just two;
- processes will be simpler and faster for users and lead to greater efficiencies across the system;
- electronic copies will be available during hearings, allowing for rapid retrieval of the most current documentation;
- standardization of formats will make document submission, review and retrieval easier for the public and stakeholders, with built-in "bookmarks" allowing easier navigation across large and complex documents;
- the system will be hosted on a secure, password-protected site, accessible only by registered users; and,
- members of the public and other interested parties that are not registered will be able to search publicly-available files using the enhanced search tool, WebDrawer.

This initiative, one of the first of its kind among energy regulators, will place the Board at the leading edge in terms of using information technology to streamline its processes and enhance efficiencies.

# Section 30 Cost Awards

Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, states that the Board "may order a person to pay all or part of a person's costs of participating in a proceeding before the Board, a notice and comment process under section 45 or 70.2 or any other consultation process initiated by the Board." These costs may also include the costs of the Board.

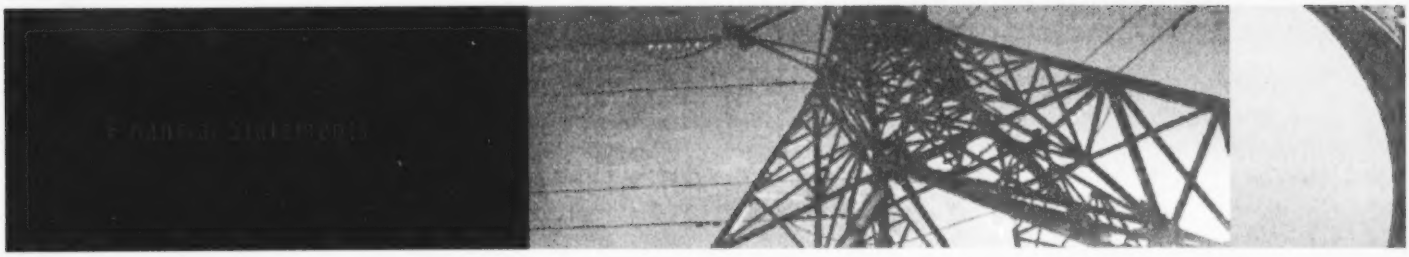
The following outlines the cost award activity for the 2006-07 fiscal year:*

| | 2006-07 |
|---|---|
| Board's costs recoverable under section 30 cost awards. (Note 1) | $1,106,644 |
| Intervenors'/Stakeholders' costs recovered under section 30 cost awards. (Note 2) | $4,008,816 |
| **Total 2006-07 Cost Award Activity** | $5,115,460 |

Note 1) These costs represent costs the Board incurred in relation to specific proceedings or consultation processes (e.g., consulting services and external meeting costs). These costs are reflected in the Board's financial statements for the year ended March 31, 2007. Regulated entities are ordered to pay these costs to the Board in relation to the specific proceedings and consultation processes.

Note 2) These costs represent costs that regulated entities were ordered to pay to intervenors in proceedings and stakeholders in consultation processes. These costs do not appear in the Board's financial statements.

* The costs included in the table do not include all costs associated with Board proceedings and consultation processes that are paid for by regulated entities. In some cases, other such costs include court reporting and translation services. As reported by the companies that provide the Board's court reporting and translation services, the amounts billed to regulated entities for court reporting and translation services were $190,783 and 26,335, respectively.



## Management's Responsibility

The Ontario Energy Board's management is responsible for the integrity and fair presentation of the financial statements and other information presented in the annual report. The financial statements have been prepared by management in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. The preparation of financial statements necessarily involves the use of management's judgment and best estimates, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be determined with certainty until future periods.

The Board maintains systems of internal accounting controls designed to provide reasonable assurance that reliable financial information is available on a timely basis and that the Board assets and liabilities are adequately accounted for and assets safeguarded.

The financial statements have been reviewed and approved by the Board's Management Committee. In addition the financial statements have been audited by the Auditor General of Ontario, whose report follows.

**Catherine Barker-Hoyes**
*Managing Director, Business Services*
July 3, 2007

## Auditor's Report

To the Ontario Energy Board

I have audited the statement of financial position of the Ontario Energy Board as at March 31, 2007 and the statements of operations and net assets and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2007 and the results of its operations and its cash flows for the year then ended in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Toronto, Ontario
July 3, 2007

**Gary R. Peall, CA**
*Deputy Auditor General*
*Licensed Public Accountant*

## Statement of Financial Position

As at March 31, 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| **ASSETS** | | |
| Current Assets | | |
| Cash | $ 15,667,587 | $ 16,545,313 |
| Accounts receivable | 5,727,637 | 3,630,250 |
| Regulatory process costs to be assessed | 686,253 | 86,923 |
| Deposits and prepaid expenses | 179,741 | 212,362 |
| Total Current Assets | 22,261,218 | 20,474,848 |
| Capital assets (note 5) | 8,725,901 | 7,732,731 |
| **TOTAL ASSETS** | **$ 30,987,119** | **$ 28,207,579** |
| **LIABILITIES** | | |
| Current Liabilities | | |
| Deferred revenue (note 3c) | $ 11,029,738 | $ 9,645,322 |
| Accounts payable and accrued liabilities | 4,880,858 | 4,382,427 |
| Total Current Liabilities | 15,910,596 | 14,027,749 |
| Long-term Liabilities | | |
| Deferred revenue related to capital assets (note 3d) | 5,385,853 | 5,116,141 |
| Deferred rent inducement (note 8) | 4,311,803 | 3,736,219 |
| Total Long-term Liabilities | 9,697,656 | 8,852,360 |
| **TOTAL LIABILITIES** | **25,608,252** | **22,880,109** |
| Operating Reserve (note 4) | 4,674,627 | 4,623,230 |
| Net Assets (note 7) | 704,240 | 704,240 |
| **TOTAL LIABILITIES, RESERVE AND NET ASSETS** | **$ 30,987,119** | **$ 28,207,579** |

See accompanying notes to financial statements

On behalf of the Management Committee:

**Howard Wetston**
*Chair*

**Gordon Kaiser**
*Vice-Chair*

**Pamela Nowina**
*Vice-Chair*

## Statement of Operations and Net Assets

Period Ended March 31, 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| **REVENUES** | | |
| Recovery of Costs | | |
| General cost recovery (note 3a) | $ 26,051,918 | $ 23,488,649 |
| Amortization of deferred revenue related to capital assets | 1,703,034 | 955,176 |
| Regulatory process costs | 1,106,644 | 119,017 |
| Total Revenues from Recovery of Costs | 28,861,596 | 24,562,842 |
| Other Revenues | | |
| Interest income | 695,829 | 464,994 |
| Licence fees | 383,080 | 423,452 |
| Miscellaneous income | 20,479 | 29,979 |
| Total Other Revenues | 1,099,388 | 918,425 |
| **TOTAL REVENUES** | **29,960,984** | **25,481,267** |
| **EXPENSES** | | |
| Staff and board member costs | 19,845,022 | 17,841,352 |
| Consulting and professional | 3,274,109 | 1,864,368 |
| Premises | 2,308,788 | 2,306,421 |
| Office and administration | 875,690 | 1,083,732 |
| Publications, media and publishing | 844,633 | 518,808 |
| Information technology | 617,618 | 295,834 |
| Meetings, seminars and travel | 492,090 | 387,674 |
| Intervenor funding | 0 | 227,902 |
| Amortization | 1,703,034 | 955,176 |
| **TOTAL EXPENSES** | **29,960,984** | **25,481,267** |
| **SURPLUS OF REVENUES OVER EXPENSES** | **0** | **0** |
| Net Assets, beginning of period (note 7) | 704,240 | 704,240 |
| **NET ASSETS, end of period** | **$ 704,240** | **$ 704,240** |

See accompanying notes to financial statements

## Statement of Cash Flows

Period Ended March 31, 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| Net inflow (outflow) of cash related to the following activities: | | |
| Operating | | |
| Assessment billed | $ 29,699,452 | $ 27,757,308 |
| Regulatory process costs revenue | 1,106,644 | 119,017 |
| Other revenues | 1,099,388 | 918,425 |
| Expenses | (29,960,984) | (25,481,267) |
| Excess of Revenues over Expenses | 1,944,500 | 3,313,483 |
| Adjustment for Non-cash Expenses: | | |
| Amortization of capital assets paid by OEB | 1,703,034 | 955,176 |
| Amortization of leasehold improvements paid by landlord | 190,297 | 10,054 |
| Net Adjustment for Non-cash Expenses | 1,893,331 | 965,230 |
| Changes in Non-cash Working Capital: | | |
| Accounts receivable | (2,097,387) | 4,470,086 |
| Regulatory process costs to be assessed | (599,330) | 202,752 |
| Deposits and prepaid expenses | 32,621 | (111,662) |
| Deferred revenue | (238,975) | 89,946 |
| Accounts payable and accrued liabilities | 498,431 | (2,256,859) |
| Deferred rent inducement | 575,584 | 2,881,534 |
| Changes in Non-cash Operating Working Capital | (1,829,056) | 5,275,797 |
| Net Cash from Operating Activities | 2,008,775 | 9,554,510 |
| Financing | | |
| Due to the Province of Ontario | 0 | (126,390) |
| Net Cash Used in Financing Activities | 0 | (126,390) |
| Investing | | |
| Capital asset purchases | (2,886,501) | (5,264,351) |
| Net Cash Used in Investing Activities | (2,886,501) | (5,264,351) |
| **NET CHANGE IN CASH** | **(877,726)** | **4,163,769** |
| Cash, beginning of period | 16,545,313 | 12,381,544 |
| **CASH, end of period** | **$ 15,667,587** | **$ 16,545,313** |

See accompanying notes to financial statements

March 31, 2007

## 1. Nature of the Corporation

The Ontario Energy Board (the "Board") is the regulator of Ontario's natural gas and electricity industries. The Board also provides advice on energy matters referred to it by the Minister of Energy and the Minister of Natural Resources.

Effective August 1, 2003, and pursuant to the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the Board was continued as a corporation without share capital empowered to fully recover its costs from natural gas and electricity industry participants.

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004* was passed. The *Electricity Restructuring Act, 2004* amended the *Ontario Energy Board Act, 1998* to, among others, change the objectives of the Board and transfer the Market Surveillance Panel (formerly a panel of the Independent Electricity Market Operator) to the Board effective January 1, 2005.

As an agent of Her Majesty in right of Ontario, the Board is exempted from federal and provincial income taxes under the Income Tax Act and from goods and services taxes under the Excise Tax Act.

## 2. Significant Accounting Policies

These financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. Significant accounting policies followed in the preparation of these financial statements include:

### a) Revenue Recognition

Revenues received in the 2006-07 fiscal year that relate to subsequent years are not recognized as revenue and are deferred. Recognition of revenue related to the recovery of costs is matched to the expenses of the Board as follows:

- General cost recovery related to the expenses of the Board is recognized as revenue to the extent that they are in excess of regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues. Revenue related to the 2006-07 true-up (note 3b) and the 2007-08 first quarter billing are deferred because they have been billed in advance (note 3c).
- Amortization of deferred revenue related to capital assets is recognized as revenue on the same basis that the underlying capital assets are amortized. Revenue related to capital asset expenditures is deferred because they have been billed in advance (note 3c).
- Regulatory process costs are recognized as revenue as related expenses are incurred.

Other revenues are recognized when received and receivable.

### b) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost less accumulated amortization. Amortization is calculated on a straight-line basis over the estimated useful lives of the assets, beginning in the fiscal year following the acquisition, as follows:

| | |
|---|---|
| Office furniture and equipment | 5 years |
| Computer equipment and related software | 3 years |
| Audio visual equipment | 3 years |
| Leasehold improvements | over term of lease |

March 31, 2007

## 2. Significant Accounting Policies (Continued)

*c) Financial Instruments*

The Board does not use derivative financial instruments. The carrying values of cash, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities approximate fair values, due to their short-term nature.

*d) Use of Estimates*

The preparation of financial statements in accordance with Canadian generally accepted accounting principles require that management make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues, expenses and recoveries for the year. Actual amounts could differ from these estimates.

*e) Employee Pension Plans*

The Board provides pension benefits to its full-time employees through participation in the Public Service Pension Plan, which is a multiemployer defined benefit pension plan. This plan is accounted for as a defined contribution plan, as the Board has insufficient information to apply defined benefit plan accounting to this pension plan.

The Board also established a supplementary unfunded pension plan for the Chair as described in note 6b. The Board accrues its obligations and the related cost under this supplemental unfunded pension plan. For purpose of valuation, the actuarial liability and the current service cost is determined by independent actuaries using the projected benefit method, prorated on management's best estimate assumptions.

## 3. Industry Assessments for 2006-07

During the 2006-07 fiscal year, the natural gas and electricity industry participants were assessed estimated costs for the 2006-07 fiscal year based on budgeted amounts. Amounts assessed in excess of actual costs are a true-up and are reported as current deferred revenue and will be used to reduce the 2007-08 fiscal year assessment. The calculation of the general cost recovery, true-up and deferred revenue are outlined in the following tables.

*a) 2006-07 General Cost Recovery*

| | | |
|---|---|---|
| Staff and board member costs | $ | 19,845,022 |
| Consulting and professional | | 3,274,109 |
| Premises | | 2,308,788 |
| Office and administration | | 875,690 |
| Publications, media and publishing | | 844,633 |
| Information technology | | 617,618 |
| Meetings, seminars and travel | | 492,090 |
| Amortization | | 1,703,034 |
| Total expenses | $ | 29,960,984 |
| Regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues | | (3,909,066) |
| General cost recovery at March 31, 2007 | **$** | **26,051,918** |

## 3. Industry Assessments for 2006-07 (Continued)

*b) 2006-07 True-up*

| | | |
|---|---|---|
| General cost recovery (note 3a) | $ | 26,051,918 |
| 2006-07 Capital expenditures paid by the OEB | | 1,972,746 |
| Total assessment (actual) | $ | 28,024,664 |
| Total assessment (budget) | | 31,164,176 |
| 2006-07 Under spending | $ | (3,139,512) |
| Adjustment to the operating reserve | | 51,397 |
| 2006-07 True-up at March 31, 2007 | **$** | **(3,088,115)** |

*c) 2006-07 Current deferred revenue*

| | | |
|---|---|---|
| 2006-07 True-up (note 3b) | $ | 3,088,115 |
| 2007-08 1st quarter billing | | 7,941,623 |
| Current deferred revenue | **$** | **11,029,738** |

*d) 2006-07 Deferred Revenue Related to Capital Assets*

Revenue related to capital asset expenditures are deferred because they have been billed in advance with the exclusion of leasehold improvements paid by the landlord which were not included in the assessments. As part of the leasehold inducements included in the lease agreement, the landlord paid for $3,540,400 of leasehold improvements on behalf of the Board since the start of the lease on January 1, 2005.

| | | |
|---|---|---|
| Net book value of capital assets 2006-07 | $ | 8,725,901 |
| Leasehold improvements paid by landlord | | (3,540,400) |
| Accumulated amortization of leasehold improvements paid by landlord | | 200,352 |
| 2006-07 Deferred revenue related to capital assets | **$** | **5,385,853** |

## 4. Operating Reserve

As part of its self-financing status, the Board was allowed to establish an operating reserve equal to 15% of the current annual assessment which is adjusted on an annual basis. The operating reserve is to be used for cash flow management and to support working capital requirements.

*2006-07 Operating reserve*

| | | |
|---|---|---|
| Operating reserve as at March 31, 2006 | $ | 4,623,230 |
| Adjustment to the operating reserve | | 51,397 |
| Operating reserve as at March 31, 2007 | **$** | **4,674,627** |

March 31, 2007

## 5. Capital Assets

| | Cost | Accumulated amortization | Net book value 2007 | Net book value 2006 |
|---|---|---|---|---|
| Office furniture and equipment | $ 2,331,916 | $ 752,791 | $ 1,579,125 | $ 1,940,791 |
| Computer equipment and related software | 4,558,763 | 1,841,499 | 2,717,264 | 2,280,396 |
| Audio visual equipment | 833,865 | 270,677 | 563,188 | 512,599 |
| Leasehold improvements | 4,100,122 | 233,798 | 3,866,324 | 2,998,945 |
| | $ 11,824,666 | $ 3,098,765 | $ 8,725,901 | $ 7,732,731 |

## 6. Employee Future Benefits

a) The Board's contribution to the Public Service Pension Plan for the 2006-07 fiscal year was $1,026,606 (2006 - $907,956) and is included in staff and board member costs on the Statement of Operations and Net Assets.

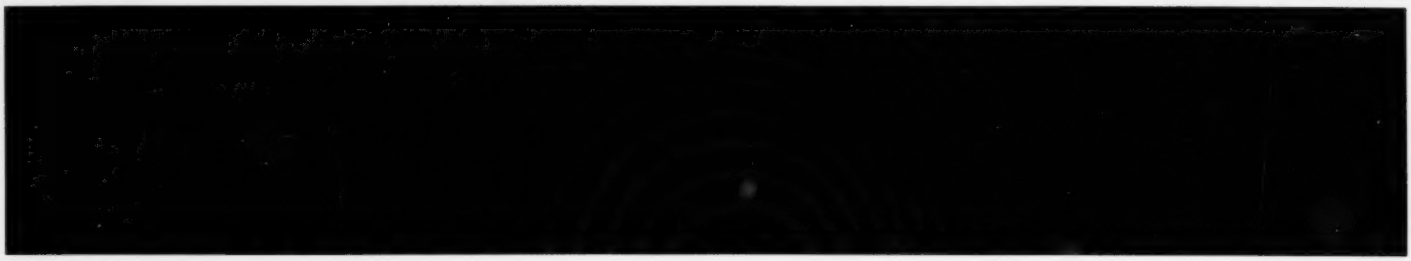
b) The unfunded supplemental pension plans for the Board's Chair had an accrued benefit obligation of $187,404 (2006 - $126,122) and an accrued benefit liability of $169,051 (2006 - $114,589). The Board's related expense for the year was $54,462 (2006 - $46,323) and is included in salaries and benefits. No benefits were paid during the year (2006 - $0). The remaining service period of the Chair covered by this plan is 1.25 years at March 31, 2007 (2006 – 2.25 years). The significant actuarial assumptions adopted at March 31, 2007 included a discount rate of 4.75% (2006 – 5%) and a rate of compensation increase of 3.0% (2006 – 3.0%).

c) The Board is not responsible for the cost of employee post-retirement, non-pension benefits. These costs are the responsibility of the Province of Ontario, a related party.

## 7. Related Party Transactions

The Board entered into transactions with the Province of Ontario as follows:

The Ministry of Energy provided a grant for one time transition funding of $704,240 related to the substantial transfer of Ministry employees to the Board on March 29, 2004.



## 8. Deferred Rent Inducement and Operating Lease Commitments

The Board entered into a lease commitment for its office space during the 2004-05 fiscal year, which included various lease inducements. Deferred rent inducement represents the benefit of operating lease inducements which are being amortized on a straight-line basis over 15 years, being the term of the lease.

The changes in deferred rent inducements are as follows:

| | | 2007 | | 2006 |
|---|---|---|---|---|
| Balance, beginning of the year | $ | 3,736,219 | $ | 854,680 |
| Add: Leasehold improvements | | 913,756 | | 2,478,344 |
| Other rent inducements | | 0 | | 741,367 |
| Total lease inducements | $ | 913,756 | $ | 3,219,711 |
| Less: Amortization of deferred rent inducement netted against premises expense | | (338,172) | | (338,172) |
| Balance, end of the year | **$** | **4,311,803** | **$** | **3,736,219** |

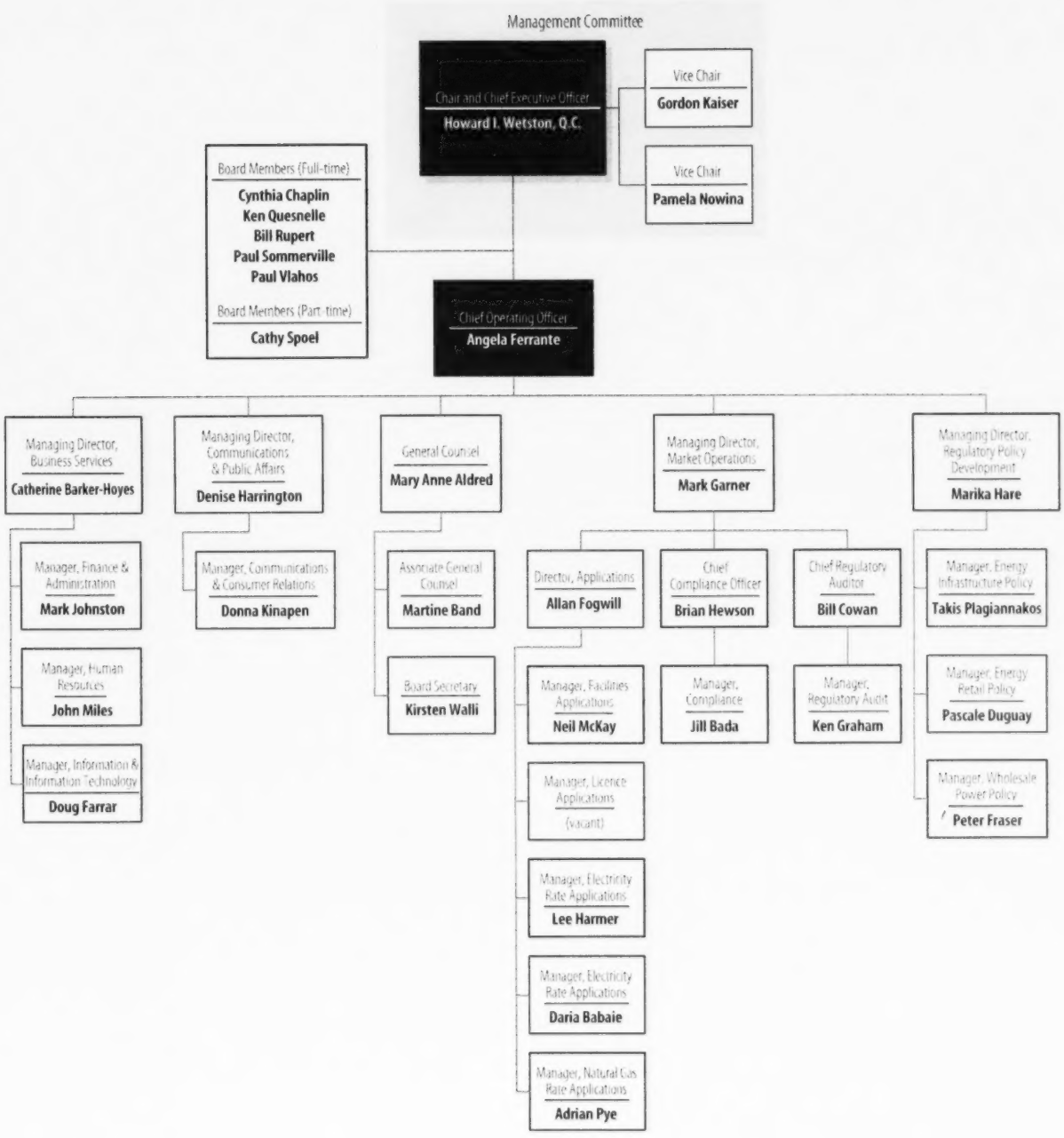
The minimum annual payments under the operating lease for the next 12 years and in aggregate are as follows:

| | | |
|---|---|---|
| 2008 | $ | 2,166,207 |
| 2009 | | 2,237,613 |
| 2010 | | 2,347,993 |
| 2011 | | 2,532,931 |
| 2012 and thereafter | | 26,953,472 |
| | $ | 36,238,216 |

## 9. Comparative Figures

Certain of the comparative figures have been reclassified to conform to current presentation.

March 31, 2007



How to contact the Board:

**Ontario Energy Board**
P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto, Ontario, Canada
M4P 1E4

Telephone: (416) 481-1967 or
Toll-free: 1-888-632-6273
Fax: (416) 440-7656
E-mail: info@oeb.gov.on.ca

The Board's Website is located at
**www.oeb.gov.on.ca**

To reach the OEB Consumer
Relations Centre, call:
Toll free: 1-888-632-2727
In Toronto: (416) 314-2455

To reach the OEB Market
Operations Hotline, call or e-mail:
(416) 440-7604
market.operations@oeb.gov.on.ca

Copies of this annual report, as well as other
Board publications, may be obtained from the Board.

Ontario

Commission de l'énergie de l'Ontario

# Rapport annuel 2006-2007

## Notre mandat

La Commission de l'énergie de l'Ontario régit les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario dans l'intérêt public. Notre mandat est défini par le gouvernement provincial et est énoncé dans la loi et les règlements.

## Notre vision

La Commission envisage un secteur de l'énergie viable et efficient, dont les consommateurs sont informés grâce à des processus de réglementation efficaces, équitables et transparents.

## Table des matières


| | |
|---|---|
| Message du président-directeur général | 2 |
| Message du chef de l'exploitation | 3 |
| Membres de la Commission | 4 |
| Membres à temps plein / Membre à temps partiel | 5 |
| Équipe des cadres supérieurs | 6 |
| Aperçu du secteur de l'énergie de l'Ontario | 7 |
| Mesures d'évaluation du rendement | 7 |
| Objectif stratégique n° 1 | 8 |
| Objectif stratégique n° 2 | 10 |
| Objectif stratégique n° 3 | 12 |
| Objectif stratégique n° 4 | 14 |
| Objectif stratégique n° 5 | 15 |
| Objectif stratégique n° 6 | 17 |
| Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques | 19 |
| Frais adjugés aux termes de l'article 30 | 21 |
| États financiers | 22 |
| Organigramme | 32 |


Imprimé sur du papier recyclé

**Ontario Energy Board**

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967 Facsimile: (416) 440-7656

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

**Commission de l'énergie de l'Ontario**

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4
Téléphone : 416 481-1967 Télécopieur : 416 440-7656

Howard I. Wetston, c.r.
Président-directeur général

Ontario

L'honorable Dwight Duncan
Ministre de l'Énergie

C'est avec plaisir que je vous soumets le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Dans ce rapport, nous examinons les événements et les activités de l'exercice financier se terminant le 31 mars 2007.

Respectueusement soumis,

**Howard I. Wetston, c.r.**
*Président-directeur général*

# Message du président-directeur général

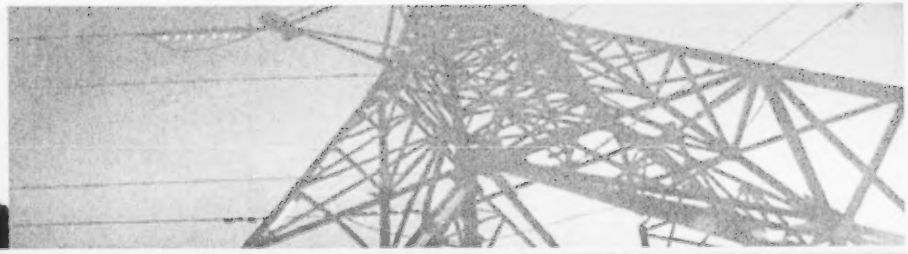
Voici le troisième rapport annuel depuis que la Commission de l'énergie de l'Ontario est devenue une société d'État autofinancée. Durant cette période, la Commission s'est donné un programme ambitieux afin de donner une réglementation saine, prévisible et transparente au secteur de l'énergie de l'Ontario, un domaine d'importance critique tant pour les consommateurs que les entreprises.

La structure de ce secteur en fait un environnement particulièrement complexe, étant donné que nos règlements touchent non seulement les intérêts des consommateurs, des investisseurs et de l'industrie, mais aussi des sociétés d'État et des compagnies appartenant aux municipalités.

De nombreuses questions que nous devons traiter ont une portée à long terme et les politiques que nous élaborons peuvent uniquement être évaluées à longue échéance. Nous espérons simplement « réussir du premier coup » le plus souvent possible.

Je tiens à remercier non seulement les membres du personnel et les membres du conseil d'administration pour leur travail hors pair, mais également l'ensemble des intervenants et des consommateurs. Une partie de ce que nous entendons faire nous amène de véritables défis, mais il ne fait aucun doute que l'intérêt et l'engagement du public et de l'industrie a amélioré nos processus, éclairé nos délibérations et améliore la réglementation du domaine de l'énergie en Ontario.

**Howard I. Wetston, c.r.**
*Président-directeur général*



# Message du chef de l'exploitation

Ces trois dernières années, la Commission de l'énergie de l'Ontario a connu des changements importants dans le cadre de sa transition visant à en faire une société d'État autofinancée. Ayant accompli une bonne partie de ce travail et investi des sommes considérables pour ce faire, la Commission s'est établi comme un organisme axé sur le rendement qui respecte son budget, satisfait à ses responsabilités croissantes et sert les intervenants ainsi que le public dans son ensemble.

En effet, nous sommes heureux de noter les résultats encourageants découlant d'une enquête menée en 2006 auprès des intervenants par Environics Research Group, laquelle indique que nous avons été en mesure de soutenir les améliorations considérables que nous avons réalisées selon l'enquête auprès des intervenants de 2005, lorsque nous comparons les résultats avec ceux de 2004, et ce, même si nous avons connu une augmentation tant du volume de travail que de la gamme de responsabilités assumées par la Commission.

Un élément central de notre engagement en matière de responsabilisation est la mesure et la divulgation de notre rendement. Les progrès accomplis relativement aux objectifs énoncés font l'objet d'un suivi et d'une surveillance tout au long de l'exercice afin de nous assurer de réaliser les buts établis dans notre plan d'activités. Par la suite, les résultats sont rendus publics dans notre site Web.

Je suis heureuse de signaler que, selon une vérification indépendante, la Commission a réalisé 98,4 % des objectifs stratégiques qu'elle s'était fixés pour l'exercice 2006-2007 dans son plan d'activités 2006-2009.

Durant l'exercice, dans le cadre de notre engagement à travailler de manière plus efficace et plus transparente, la Commission a retenu les services d'Elenchus Research Associates (ERA) afin de déterminer les indicateurs de rendement permettant de mesurer les coûts de la réglementation.

Dans son rapport, ERA recommande que la Commission adopte trois éléments afin de mesurer ces coûts : une moyenne mobile triennale pour les variations des charges de fonctionnement, une moyenne mobile triennale pour les charges de fonctionnement à titre de pourcentage des revenus de l'industrie et une moyenne mobile triennale pour les dépenses d'exploitation par consommateur final.

La Commission a accepté cette recommandation et nous sommes heureux de présenter, dans le présent rapport, nos premiers résultats obtenus grâce à ces nouveaux éléments de mesure. Nous sommes également heureux qu'ERA ait conclu que « le système de gestion du rendement actuel de la Commission (...) est robuste, bien avancé et est fondé sur les meilleures pratiques en matière de planification stratégique et de méthodes de mesure du rendement ».

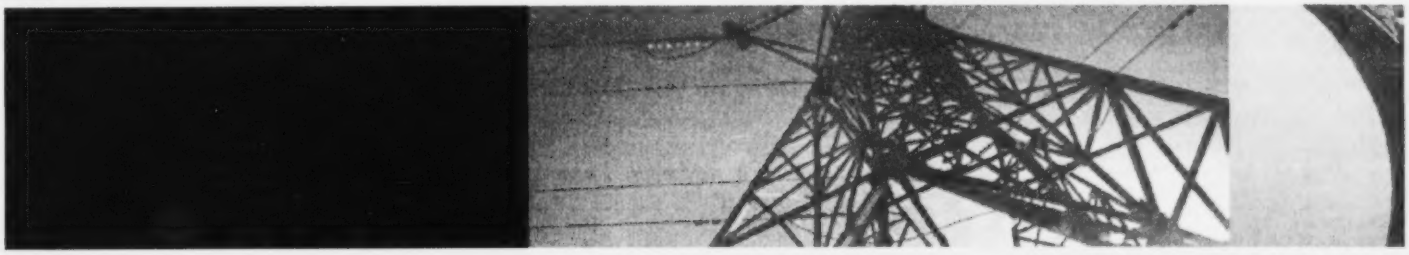
L'une des plus grandes forces de la Commission est la qualité et l'engagement de ses gens. Le vaste savoir faire institutionnel des membres et du personnel de la Commission est essentiel pour veiller à ce que les perspectives pertinentes pour l'intérêt public soient examinées d'une manière transparente et équitable pour toutes les parties.

En 2006, la Commission a retenu une fois de plus les services de Watson Wyatt, un spécialiste d'envergure internationale en matière de ressources humaines, afin de mener une enquête auprès des employés de la CEO. L'enquête a permis de déterminer que des progrès importants ont été réalisés afin de répondre aux nombreuses préoccupations soulevées par les membres du personnel dans les enquêtes précédentes. De plus, la moyenne globale pour notre enquête de 2006 était de 3,68, ce qui représente une augmentation significative par rapport à 2005 et constitue un résultat plus élevé que la population nationale sur le marché du travail. Nous sommes également encouragés par le fait que l'enquête a enregistré un taux de réponse de 95,1 %.

Le secteur de l'énergie de l'Ontario est un domaine de la politique publique qui est complexe, dynamique et exigeant. La CEO a grandement profité de la sagesse des membres de la Commission et des nombreux intervenants. Par leurs interventions, leurs commentaires et leur soutien, ils ont contribué à faire une réussite de l'exercice faisant l'objet du présent rapport.

Angela Ferrante

**Angela Ferrante**
*Chef de l'exploitation*



## Membres de la Commission

**L'honorable**
**Howard I. Wetston , c.r.**
***Président-directeur général***

M. Wetston a été nommé président de la Commission de l'énergie de l'Ontario le 30 juin 2003. Avant cette nomination, il était vice-président de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario. M. Wetston a été juge de la Cour fédérale du Canada, il a occupé le poste de directeur des enquêtes et de la recherche au Bureau de la politique de concurrence de même que celui de conseiller juridique principal pour de nombreuses sociétés. Il a été nommé conseil de la reine en 1990 et il est membre du barreau de l'Ontario et de l'Alberta. Le mandat de M. Wetston à la Commission de l'énergie de l'Ontario se termine en 2008.

**Gordon Kaiser**
***Vice-président***

Gordon Kaiser est avocat, auteur et professeur. Il a été nommé vice-président de la Commission en juillet 2004. M. Kaiser s'est spécialisé dans les lois sur la concurrence et la réglementation au cours des trois dernières décennies. Il a occupé le poste de conseiller juridique spécial auprès du procureur général du Canada comme spécialiste de la loi sur la concurrence et il a représenté l'Association des municipalités de l'Ontario lors d'audiences portant sur les tarifs de gaz et d'électricité tenues devant la Commission de l'énergie de l'Ontario et l'Office national de l'énergie. Le mandat de M. Kaiser se termine en juillet 2009.

**Pamela Nowina**
***Vice-présidente***

Pamela Nowina a été nommée vice-présidente de la Commission en juillet 2005 et elle est membre à plein temps depuis mars 2004. Elle compte plus de 20 années d'expérience dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, où elle a occupé des postes de dirigeant comportant de plus en plus de responsabilités. À titre d'associée chez PricewaterhouseCoopers et chez IBM – services-conseils en affaires, elle était responsable de la pratique stratégique pour le secteur de l'énergie. Le mandat de M^me^ Nowina se termine en mars 2010.

## Membres à temps plein / Membre à temps partiel

**Paul Vlahos** est membre de la CEO depuis 1994. Il a été nommé président par intérim de la CEO de décembre 2002 à juin 2003 et était auparavant vice-président de la CEO. Il a également été directeur général de la Commission ontarienne des services téléphoniques. Il a enseigné l'économie à l'Université du Nouveau-Brunswick et a occupé plusieurs postes au sein du secteur des services publics de gaz naturel. Le mandat de M. Vlahos se termine en avril 2010.

**Paul B. Sommerville** a été nommé membre à temps plein de la Commission de l'énergie de l'Ontario en juillet 2001. M. Sommerville a quitté son cabinet familial de droit afin de devenir directeur du contentieux de l'Association de camionnage de l'Ontario. Par la suite, il a accepté le poste de conseiller juridique chargé des questions environnementales et de santé et sécurité au sein de General Motors. Le mandat de M. Sommerville se termine en juillet 2009.

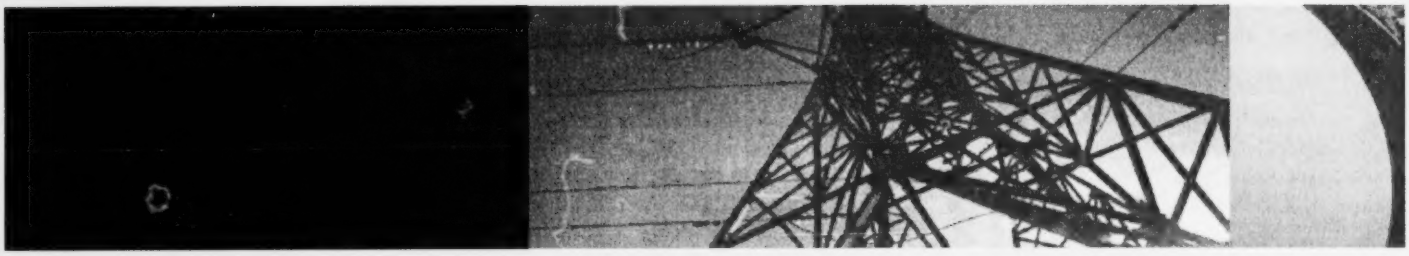
**Cynthia Chaplin** a été nommée membre à temps plein de la Commission en mars 2004. Elle possède une solide expérience à titre d'économiste de l'énergie et d'experte-conseil en énergie dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, au Canada comme au Royaume Uni. Avant son entrée à la Commission, M^me^ Chaplin a été cadre chez British Petroleum et Amoco, auprès de l'organisme de réglementation britannique, l'Office of Gas Supply. Le mandat de M^me^ Chaplin se termine en mars 2011.

**Ken Quesnelle** a été nommé membre à temps plein de la Commission en août 2005. M. Quesnelle était tout récemment vice-président et directeur général adjoint de Woodstock Hydro Services et il a été président de l'Electricity Distributors Association (EDA). Ces dernières années, il a été un participant très actif au réaménagement du secteur de l'électricité ontarien et il possède plus de 25 ans d'expérience dans les services publics. Il a assumé un rôle de leadership dans de nombreux groupes de travail et comités consultatifs de l'industrie. Le mandat de M. Quesnelle se termine en septembre 2010.

**Bill Rupert** a été nommé membre à temps plein de la Commission en mai 2006. De la moitié de 2004 à la fin de 2005, il a été le directeur général de la CEO, élaboration des politiques de réglementation. Avant d'occuper ce poste, il a été, à titre de comptable agréé, associé d'Ernst & Young, division Assurance et conseils d'ordre commercial, où il s'est spécialisé dans les industries de l'énergie et des services financiers. Il a également été membre titulaire du Financial Accounting Standards Board des États-Unis et membre du comité technique de la SIERE. En outre, il a participé au Conseil consultatif sur la vente à terme de marchandises de la CVMO. Le mandat de M. Rupert prend fin en mai 2008.

Membre à temps partiel

**Cathy Spoel** a été nommée membre à temps partiel de la Commission en octobre 1999. Elle compte plus de 15 années d'expérience en tant qu'avocate en droit administratif, notamment au niveau de la planification de l'aménagement et du droit relatif à l'environnement, aux municipalités et à l'énergie. Elle se spécialise également dans les modalités de règlement des différends non traditionnelles. Le mandat de M^me^ Spoel se termine en février 2012.



## Équipe des cadres supérieurs

**Angela Ferrante**
*Chef de l'exploitation*

**Mark Garner**
*Directeur général,*
*Activités du marché*

**Marika Hare**
*Directrice générale,*
*Élaboration des politiques de réglementation*

**Mary Anne Aldred**
*Avocate générale*

**Denise Harrington**
*Directrice générale,*
*Communications et affaires publiques*

**Catherine Barker-Hoyes**
*Directrice générale,*
*Services opérationnels*

## Aperçu du secteur de l'énergie de l'Ontario

***Consommateurs d'électricité :*** 4,5 millions (consommation de plus de 26 % de l'électricité du Canada)

***Distributeurs d'électricité :***
Zone desservie totale 680 000 de km²
Réseau électrique de 200 000 km
L'Ontario produit plus de 26 % de l'électricité du Canada

***Consommateurs de gaz naturel :*** 3,1 millions (comptent pour plus de 30 % des ventes de gaz naturel au Canada)

L'Ontario produit moins de 0,25 % du gaz naturel commercialisable au Canada

**La Commission de l'énergie de l'Ontario**

***Réglementation et délivrance des permis :***
183 producteurs d'électricité
89 distributeurs d'électricité
5 transporteurs d'électricité
116 grossistes d'électricité
63 détaillants d'électricité
3 distributeurs de gaz naturel
32 agents de commercialisation de gaz
Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)

Remarques : Statistiques du 31 décembre 2006.
Les chiffres ont été arrondis.

## Mesures d'évaluation du rendement

La Commission de l'énergie de l'Ontario perfectionne ses mesures d'évaluation du rendement afin de devenir une autorité de réglementation plus efficace. Cette année, la Commission a introduit des mesures distinctes pour chacun des objectifs stratégiques définis dans son plan d'activités 2006-2009. On a accordé une plus grande importance aux mesures du rendement ayant une cible numérique quantitative. Le nouveau système de mesure est défini dans le présent rapport et résumé dans le tableau ci-dessous.

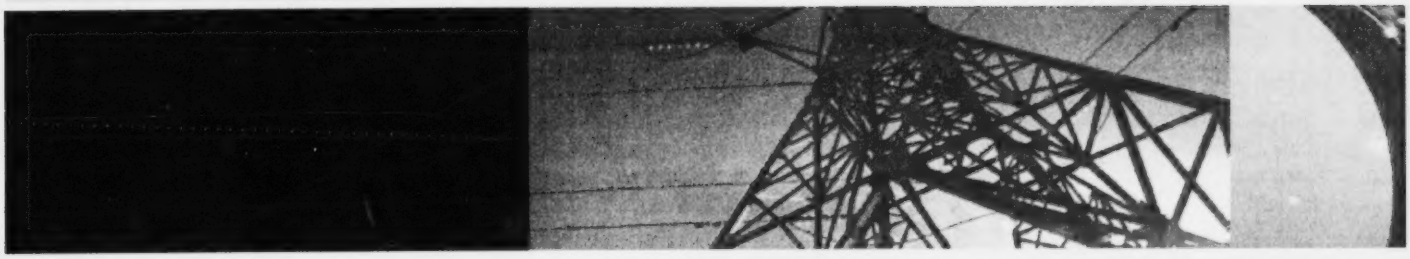
Cette nouveauté permettra à la Commission de mesurer plus précisément chaque composant de son rendement en fonction de son importance, de son niveau de complexité et du temps nécessaire pour atteindre chaque objectif.

Pour la troisième année consécutive, la Commission a fait évaluer son rendement par un vérificateur indépendant, OCG Strategy and Organization Consulting. La vérification a révélé que la Commission a atteint **98,4 %** des objectifs stratégiques établis dans son plan d'activités 2007-2009 qui devaient être réalisés durant l'exercice 2006-2007.

Les pages suivantes présentent un résumé de ces résultats, à commencer par un tableau des objectifs stratégiques et de l'importance qui leur est accordée.

| Objectif stratégique | N^bre de mesures du rendement | Valeur totale | Pourcentage de pondération |
|---|---|---|---|
| Objectif n° 1 | 12 | 33 | 24,8 % |
| Objectif n° 2 | 4 | 13 | 9,8 % |
| Objectif n° 3 | 4 | 25 | 18,8 % |
| Objectif n° 4 | 8 | 16 | 12,0 % |
| Objectif n° 5 | 6 | 20 | 15,0 % |
| Objectif n° 6 | 3 | 12 | 9,0 % |
| Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques | 8 | 14 | 10,5 % |
| **Totaux** | **45** | **133** | **100 %** |

Remarque : le total peut ne pas donner 100 % en raison des arrondissements.



# Objectif stratégique n° 1

Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels présentent un équilibre entre les intérêts des consommateurs et la viabilité financière du secteur de l'énergie.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| Les principes, les méthodologies, les exigences en matière de dépôt des demandes et le modèle requis pour l'examen de la répartition des coûts ont été respectés et rendus publics. | 100 % | 4 | 4 |
| Les renseignements à soumettre concernant la répartition des coûts ont été présentés par les distributeurs et examinés par la Commission. | 75 % | 1 | 0,75 |
| Un document de politique rédigé par les membres de notre personnel a été publié, lequel traite des choix possibles pour remodeler en profondeur les tarifs de distribution d'électricité. | 100 % | 4 | 4 |
| Les principes, les méthodologies, les exigences en matière de dépôt des demandes et le modèle à suivre par les distributeurs pour les tarifs d'encouragement de 2007 ont été mis au point et rendus publics. | 100 % | 4 | 4 |
| L'instauration des tarifs de distribution de 2007 est une réussite. | 100 % | 4 | 4 |
| Le coût des capitaux a été examiné et des rajustements ont été apportés aux tarifs de 2007. | 100 % | 4 | 4 |
| Un processus visant à réexaminer et à évaluer le fonctionnement de la GTR a été terminé, notamment l'incorporation de nouveaux contrats d'approvisionnement en électricité dans les prévisions des prix, l'établissement de déclencheurs pour éliminer les écarts entre les prix prévus et les prix réels, et l'examen de la tarification selon l'heure d'utilisation du compteur intelligent. | 100 % | 2 | 2 |
| Un processus de consultation visant à élaborer le cadre réglementaire de l'actif réglementé de l'OPG a été terminé et les conclusions ont été tirées quant à l'approche à l'égard des méthodologies d'établissement des tarifs. | 100 % | 4 | 4 |
| Des audiences pour fixer les tarifs de 2007 de certains services publics ont eu lieu et les décisions ont été rendues publiques. | 85 % | 2 | 1,7 |
| Les renseignements concernant les règlements sur la qualité du service présentés par les services publics sont contrôlés et inclus dans des rapports. | 0 % | 1 | 0 |
| La CEO participe aux activités d'associations telles que l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique, le North American Electric Reliability Council et le Northeast Power Coordinating Council, et consulte directement d'autres autorités de réglementation comme l'Office national de l'énergie. | 100 % | 1 | 1 |
| Les besoins en revenus des transporteurs autorisés sont examinés au besoin, et sont mis en œuvre à l'aide du mécanisme commun actuel. | 95 % | 2 | 1,9 |
| **Total** | | **33** | **31,35** |

**95 %**

Objectif stratégique n° 1

## Se préparer pour Ontario Power Generation

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission aura, à compter du 1er avril 2008, le pouvoir d'établir les montants des paiements pour la production de certains actifs d'Ontario Power Generation (OPG).

Ces actifs comprennent plus spécifiquement les centrales nucléaires exploitées par OPG (Pickering et Darlington), ainsi que ses installations hydroélectriques à charge minimale (De Cew I, De Cew II, Sir Adam Beck I, Sir Adam Beck II, la centrale de pompage Sir Adam Beck et R.H. Saunders). L'ensemble de ces actifs constitue la base de la production d'électricité dans la province.

Afin de se préparer à cette nouvelle responsabilité, la Commission a entrepris un processus exhaustif de consultation, lequel a mené à la publication d'un document de travail intitulé *Regulatory Options for Setting Payments for the Output from OPG's Prescribed Generation Assets* (en anglais seulement). La Commission a également publié un deuxième rapport préparé par London Economics International, LLC, intitulé *Alternatives for Regulating Prices Associated With Output From Designated Generation Assets* (en anglais seulement). Un large éventail de parties intéressées ont participé à cette consultation.

En novembre, la Commission a présenté son rapport final intitulé *A Regulatory Methodology for setting Payment Amounts for the Prescribed Generation Assets of Ontario Power Generation Inc.* (en anglais seulement).

La Commission a conclu qu'une gamme de processus sur un nombre limité de questions portant sur le coût de service pourrait être utilisée au départ pour établir les paiements de base pour l'actif de production hydroélectrique et nucléaire, pour ultimement passer à une forme de réglementation incitative. La première instance sur les paiements se penchera sur les questions les plus importantes qui ne sont pas touchées par les règles normatives qui sont établies dans les règlements, notamment l'exploitation, l'entretien, l'administration et le taux de rendement du capital.

Depuis, la Commission a également publié, à la suite de consultations, des lignes directrices en matière de dépôt pour aider OPG à préparer la présentation de ses documents.

Une fois que la Commission aura commencé à établir le montant des paiements, l'Ontario sera l'une des premières collectivités publiques au monde où les paiements à des producteurs appartenant à l'État seront déterminés lors d'audiences menées par un organisme indépendant.

Comme on l'a souligné, la détermination des paiements pour OPG est une nouvelle expérience pour la Commission de l'énergie de l'Ontario, les intervenants concernés et le producteur lui-même. Dans le cadre de cette responsabilité, la Commission utilisera le même processus d'audience ouvert et transparent employé précédemment pour les requêtes tarifaires et autres instances décisionnelles de nature juridique.

## Réglementation incitative – Politiques pratiques

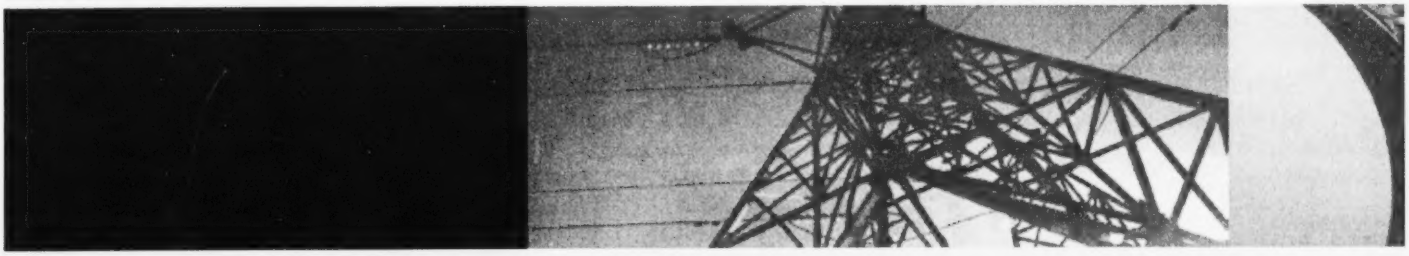
La promotion de l'efficacité économique est un objectif important de la Commission. Nous rechercherons des moyens de promouvoir l'efficacité dans le secteur, de favoriser l'innovation, de diminuer les coûts d'exploitation et de soutenir les nouveaux investissements. En 2005-2006, la Commission a annoncé son intention d'élaborer un mécanisme de réglementation incitative pour les services publics de distribution d'électricité et de le mettre en œuvre au cours de l'exercice 2006-2007.

En élaborant ce mécanisme, la Commission a entrepris des consultations d'envergure avec ses intervenants. En avril 2006, la Commission a lancé un processus de consultation afin de faciliter l'élaboration d'une politique sur le coût du capital destinée au rajustement des besoins en revenus annuels et d'établir un mécanisme de tarifs incitatifs simple et commode destiné à l'établissement des tarifs pour les distributeurs d'électricité de 2007 à 2010. C'est ce que nous appelons le Mécanisme de tarifs incitatifs de 2e génération.

Pour fournir un cadre de discussion aux intervenants, la Commission a diffusé un projet de rapport intitulé *Proposals for Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors* (en anglais seulement). Le personnel a ensuite tenu une séance d'information publique pour les parties intéressées de même que plusieurs autres réunions avec les groupes d'intervenants pour discuter avec eux des questions soulevées. Les participants ont également eu l'occasion de présenter des observations écrites sur le projet de rapport produit par les membres du personnel de la Commission. Une version subséquente de ce rapport a été publiée aux fins de commentaires à l'été 2006 et a fait l'objet de deux conférences de consultation des intervenants qui ont permis un dialogue franc entre de nombreux experts et les intervenants.

En novembre 2006, sur la base des avis reçus, la Commission a soumis aux commentaires des intervenants un projet de son rapport intitulé *Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors and Associated Guidelines* (en anglais seulement). Entres autres choses, le projet de rapport proposait des lignes directrices afin d'aider les parties à comprendre la mise en œuvre du cadre de la réglementation incitative de deuxième génération et informait les distributeurs afin de les aider à préparer leurs requêtes tarifaires pour l'exercice 2007. Après avoir examiné les commentaires des parties intéressées, la Commission a publié le 20 décembre 2006 son rapport final, intitulé *Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors* (en anglais seulement).

Ce cadre politique représente une étape importante afin de réglementer efficacement le secteur de l'énergie de l'Ontario. Au commencement de 2007, 81 des 85 distributeurs d'électricité ont déposé des requêtes pour rajustement tarifaire en utilisant le mécanisme de tarifs incitatifs créé par ce processus. Cela a permis à la Commission de rendre des décisions sur ces 81 requêtes en trois mois au lieu des six à neuf mois habituels.



# Objectif stratégique n° 2

Aider à relever les défis auxquels l'Ontario fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure et de l'approvisionnement énergétiques.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| L'OEO a déposé son premier Plan pour le système d'électricité intégré (PSEI) auprès de la Commission, en utilisant les exigences approuvées en matière de dépôt de dossier, et le plan a été examiné pour approbation par la Commission. Entre-temps, avant la création du PSEI, la Commission a réglé les questions d'acquisitions de l'OEO. | 100 % | 4 | 4 |
| Le cadre de réglementation à l'appui du Programme d'offre standard, tel que les modifications au code, a été mis en place et fait l'objet d'un suivi. | 100 % | 4 | 4 |
| L'audience qui a suivi le rapport de l'examen de l'interface gaz naturel-électricité est terminée et portait notamment sur les services pour les établissements de production alimentés au gaz et la répartition de l'espace d'entreposage. | 100 % | 4 | 4 |
| La CEO collabore avec les autorités de réglementation des collectivités publiques avoisinantes, par exemple les États de New York, du Michigan, et de la Nouvelle-Angleterre et la province du Québec, pour arriver à une compréhension mutuelle des questions régionales communes qui sont issues des changements dans le secteur de l'énergie. | 100 % | 1 | 1 |
| **Totaux** | | **13** | **13** |

Objectif stratégique n° 2

## Décision concernant l'examen de l'interface électricité-gaz naturel

À l'automne 2003, la Commission de l'énergie de l'Ontario a entrepris une évaluation complète du secteur afin d'améliorer l'efficacité de la réglementation provinciale sur le gaz naturel. Cette initiative, connue comme le Forum sur le gaz naturel, a produit un rapport intitulé *Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework* (en anglais seulement), publié le 30 mars 2005.

Le rapport a indiqué qu'une « priorité importante et immédiate » pour la province était de s'assurer que l'infrastructure du gaz naturel puisse satisfaire aux demandes créées par les nouveaux producteurs d'électricité au gaz naturel.

En réaction au rapport du forum sur le gaz naturel, la Commission a entamé une instance d'examen de l'interface électricité-gaz naturel (EIEGN) pour répondre à deux questions clés : premièrement, la Commission doit-elle exiger de nouveaux tarifs pour les services de transport, de distribution et de stockage du gaz naturel destinés aux producteurs d'électricité qui utilisent le gaz naturel; deuxièmement, la Commission doit-elle éviter, totalement ou en partie, de réglementer les tarifs des services de stockage du gaz naturel. La Commission a rendu sa décision en novembre 2006.

En ce qui concerne la réglementation des services de stockage, la Commission a établi que ces services sont en concurrence dans un marché qui inclut le Michigan et une partie de l'Illinois, de l'Indiana, de l'État de New York et de la Pennsylvanie. Elle a également conclu qu'Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution, qui exploitent de grandes installations de stockage du gaz souterraines, n'ont pas de position dominante sur le marché.

La Commission a conclu qu'il était d'intérêt public d'éviter de réglementer des services de stockage destinés à une livraison rapide. Elle a donc décidé de ne pas réglementer les tarifs des

**Décision concernant l'examen de l'interface électricité-gaz naturel (suite)**

services de stockage fournis par ces sociétés à leurs clients hors de leurs zones de concession ou les tarifs de nouveaux services fournis par ces services publics dans leurs zones de concession. Les consommateurs à l'intérieur de la zone de concession continueront à bénéficier de tarifs réglementés en fonction des coûts. La Commission a également décidé de ne pas réglementer les tarifs de stockage des nouveaux services de stockage.

La question des services pour les producteurs utilisant le gaz a été soulevée en raison de l'augmentation du nombre de producteurs « à la demande » qui exploitent des centrales au gaz (c'est-à-dire des exploitants qui répondent, en cinq minutes, aux instructions de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité – SIERE). En raison du délai de réponse très court, les profils de consommation du gaz de ces producteurs sont plus difficiles à prévoir.

Les services de gaz souples, comme le service de stockage du gaz destiné à une livraison rapide, permettent aux exploitants de gérer le risque financier de leur entreprise et d'assurer le bon fonctionnement des centrales.

La Commission a approuvé un certain nombre de nouveaux services destinés à répondre aux besoins de ces producteurs utilisant le gaz, notamment de nouvelles structures tarifaires de distribution pour les gros consommateurs; des possibilités de désignation plus fréquentes pour la distribution, le stockage et le transport du gaz; le mouvement du gaz entre les concessions; le réacheminement rapide du gaz vers différents points de livraison; des processus simplifiés pour le transfert de la propriété du gaz stocké et, comme on l'a indiqué, des services de stockage destiné à une livraison rapide.

## Approvisionnement des réseaux de distribution

Le Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable administré par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) aide l'Ontario à satisfaire à ses objectifs en matière d'approvisionnement en énergie en établissant un régime tarifaire standardisé pour les petites installations qui produisent de l'électricité en utilisant des sources d'énergie renouvelables. Durant l'exercice 2006-2007, la Commission a pris des mesures pour s'assurer qu'un cadre de réglementation favorable sera en place pour aider les plus petites installations de production à se brancher au réseau de distribution.

Plus précisément, pour faciliter le branchement et l'établissement de petits producteurs, la Commission a apporté plusieurs modifications importantes au Code de règlement au détail et au Code des réseaux de distribution pendant l'exercice 2006-2007.

Le Code des réseaux de distribution a été modifié afin d'exiger que les distributeurs mettent en œuvre un processus de mise en file d'attente afin que les branchements des producteurs soient traités selon leur ordre d'arrivée. De plus, pour éliminer l'obligation d'accords négociés individuellement entre chaque distributeur et producteur, des ententes standard de branchement sont maintenant obligatoires pour les producteurs de 10 mégawatts ou moins.

Pour s'assurer que les coûts liés aux compteurs sont proportionnels à la taille, au type d'énergie et à la technologie d'une installation de production, l'obligation d'utiliser des compteurs d'intervalle à quatre quarts a été supprimée pour les installations de production d'une capacité de 10 mégawatts ou moins.

Les modifications au Code de règlement au détail comprennent également l'obligation pour les distributeurs de trouver un accord avec les producteurs du POSER qui est conforme aux termes du contrat conclu par le producteur avec l'OEO.

D'autres mesures prises cette année par la Commission afin de faciliter le branchement de petites installations de production comprennent l'élaboration d'un formulaire de requête de permis simplifié pour les producteurs du POSER, des frais de requête de permis de production moins élevés (100 $ au lieu de 800 $) et l'élimination des frais annuels d'enregistrement pour les installations de production dont la capacité est inférieure à 10 mégawatts.

Pour apporter une aide supplémentaire aux petits producteurs, une page Web a été créée afin de donner des renseignements sur les exigences relatives au branchement pour la distribution, notamment les éléments à considérer avant de commencer ainsi que les étapes à suivre pour effectuer le branchement au réseau de distribution.

## Créer un cadre pour le futur

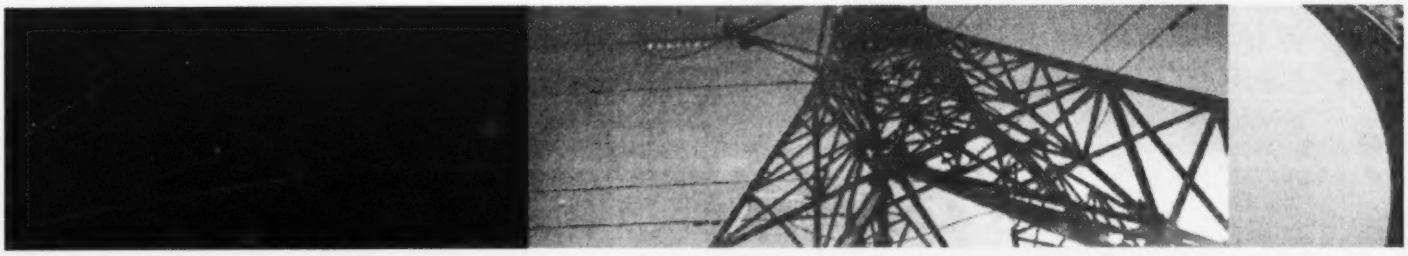
L'élaboration d'un plan visant à assurer un approvisionnement en électricité suffisant et fiable qui satisfera à la demande au cours des 20 prochaines années constitue une initiative d'envergure dans le secteur de l'électricité.

L'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) est responsable de l'élaboration d'un plan pour le système d'électricité intégré (PSEI) de l'Ontario, lequel doit être présenté à la Commission aux fins d'approbation. La Commission examinera le PSEI pour s'assurer qu'il respecte les directives du gouvernement sur le plan du profil d'approvisionnement et que le plan est prudent et rentable. L'OEO doit également élaborer les processus d'acquisition appropriés pour la gestion de l'approvisionnement, de la capacité et de la demande en électricité et les soumettre à la Commission aux fins d'approbation.

En décembre, la Commission a soumis un rapport présentant un cadre de travail qui guidera son approche. Le rapport comprend des principes qui formeront la base de l'examen du PSEI et des processus d'acquisition de l'OEO, et il décrit les attentes de la Commission relativement aux requêtes de l'OEO. La rédaction du rapport a été possible grâce à une large consultation des parties concernées, notamment l'OEO.

Parmi les sujets abordés dans le rapport, mentionnons la portée du mandat de la Commission, la manière dont la Commission évaluera si le PSEI est conforme à la directive sur le profil d'approvisionnement du gouvernement et aux règlements relatifs au PSEI, le traitement des projets démarrés avant le dépôt du PSEI, les possibilités de rationalisation des règlements et la manière dont la Commission peut faciliter la mise en œuvre des projets d'électricité contenus dans le PSEI.

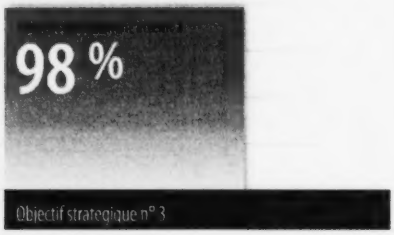
De plus, dans le cadre de son examen du PSEI, la Commission devra évaluer si l'OEO a bien pris en considération la protection de l'environnement et la viabilité environnementale dans l'élaboration de son plan ainsi que les mesures qu'entend prendre l'Office à ce sujet. La Commission s'engage à effectuer un examen opportun, équitable et efficient du PSEI.



# Objectif stratégique n° 3

Améliorer les processus réglementaires pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| Nous avons respecté dans 70 % des cas les délais que nous avons publiés. | 100 % | 8 | 8 |
| La CEO donne une réponse aux requérants dans les dix jours dans 85 % des cas. | 100 % | 8 | 8 |
| Un examen substantiel de l'efficacité de ce financement a été effectué. | 50 % | 1 | 0,5 |
| Les parties qui communiquent avec la ligne de téléassistance du service Activités du marché reçoivent une réponse complète en moins de cinq jours ouvrables dans 85 % des cas. Le reste des demandes est traité dans un délai de 45 jours. | 100 % | 8 | 8 |
| **Total** | | **25** | **24,5** |




## Résultats quantitatifs

On dit que ce qui est mesuré peut être géré. C'est pourquoi la Commission met l'accent sur des mesures du rendement clairement définies et connues auxquelles les résultats réels peuvent être comparés. Les résultats découlant de ces mesures du rendement sont présentés dans le présent rapport. Dans certains cas où la Commission a dépassé ses objectifs, nous présentons un graphique pour illustrer le résultat obtenu. Par exemple, trois des quatre mesures du rendement pour l'objectif stratégique n° 3 ont dépassé l'objectif initial, comme le démontre les graphiques.

Parmi les mesures utilisées, on trouve des délais précis pour mener à terme divers processus et procédures.

La Commission s'est donné des objectifs ambitieux et les atteindre peut être un défi considérable. Notre réussite dépend de nombreux facteurs. Les efforts des membres de la Commission et du personnel, de même que la manière dont les parties intéressées participent à nos processus sont des éléments essentiels. De plus, la Commission recherche sans relâche à augmenter son efficacité. Une manière d'atteindre cet objectif consiste à s'assurer que les parties comprennent bien les politiques et les attentes de la Commission.

C'est pourquoi la Commission utilise davantage les lignes directrices en matière de dépôt des documents et explique les politiques de réglementation sur les questions relevant de son mandat. Bon nombre des initiatives décrites ailleurs dans le présent rapport reflètent les résultats de ces efforts.

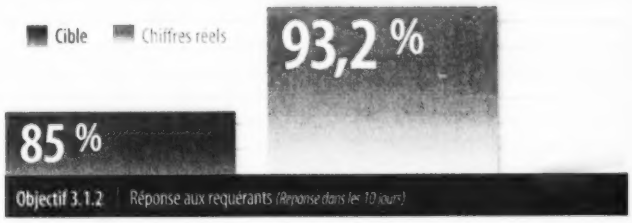
De plus, la Commission continue d'utiliser les autres modalités de règlement des différends qui sont appropriées pour faciliter la résolution des questions. En 2006-2007, la requête tarifaire d'un important producteur de gaz naturel dont le traitement aurait normalement pris jusqu'à 280 jours a été traitée en 90 jours parce que les parties ont présenté à la Commission une proposition de règlement complète.

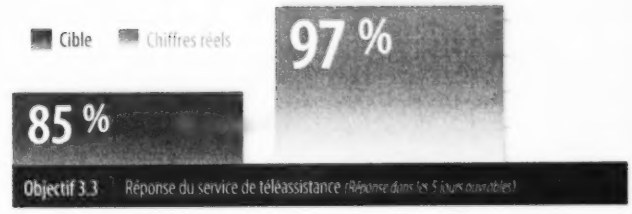
La Commission continuera de rechercher des manières d'augmenter son rendement tout en maintenant le degré de professionnalisme le plus élevé et en traitant les requêtes de manière équitable et transparente.

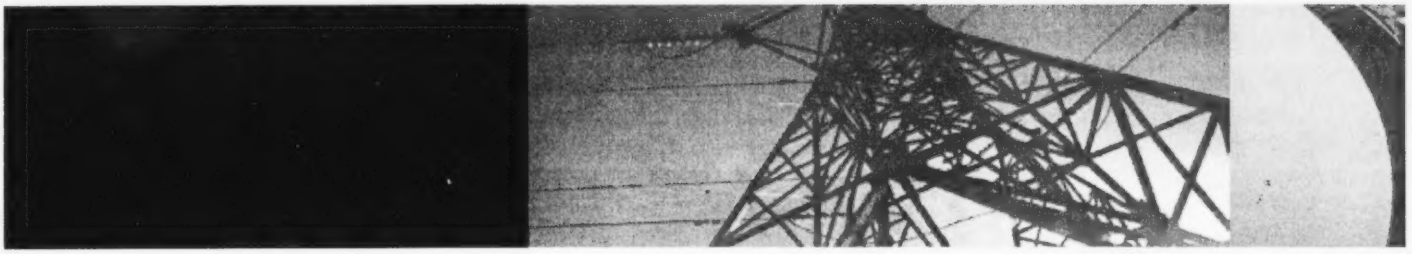
## Requêtes traitées en 2006-2007

| Type de requête | Nombre de requêtes |
|---|---|
| **Électricité** | **Exercice 2006-2007** |
| Installations | 11 |
| Permis | 114 |
| Modifications de permis | 28 |
| Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements) | 19 |
| Règles du marché | 2 |
| Tarifs | 115 |
| Autres | 76 |
| **Total partiel** | **365** |

| Type de requête | Nombre de requêtes |
|---|---|
| **Gaz** | **Exercice 2006-2007** |
| Certificats | 17 |
| Installations | 36 |
| Concession | 17 |
| Permis | 8 |
| Modifications de permis | 2 |
| Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements) | 0 |
| Règles du marché | 1 |
| Tarifs | 14 |
| Autres | 11 |
| **Total partiel** | **106** |
| **Générique** | 10 |
| **Total** | **481** |



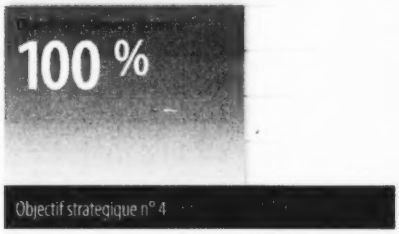





# Objectif stratégique n° 4

Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité exhaustifs.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| Nous satisfaisons aux normes de rendement en matière de résolution des problèmes de conformité et des plaintes des consommateurs. | 100 % | 4 | 4 |
| La CEO publie des rapports sur les activités de conformité qui ont été entreprises. | 100 % | 1 | 1 |
| Des outils ont été élaborés pour la déclaration volontaire de conformité. | 100 % | 1 | 1 |
| Le site Web de la Commission décrit les politiques et les pratiques en matière de vérification. | 100 % | 1 | 1 |
| Un programme annuel de vérification axé sur les risques a été mis en œuvre. | 100 % | 4 | 4 |
| Le régime uniforme des comptes pour le secteur de l'électricité a été examiné. | 100 % | 2 | 2 |
| Les outils liés aux exigences en matière d'établissement de rapports et de tenue de dossiers pour le secteur de l'électricité ont été améliorés. | 100 % | 2 | 2 |
| La Commission a publié des rapports et des statistiques réglementaires. | 100 % | 1 | 1 |
| **Total** | | **16** | **16** |




## Amélioration des opérations de vérification

La plupart des processus décisionnels de la Commission reposent sur des renseignements fournis par les entités qu'elle réglemente. En 2006-2007, la Commission a complètement remplacé le système de déclaration électronique des distributeurs et des transporteurs d'électricité, ce qui a entraîné une importante simplification du processus de déclaration et un allègement du travail de réglementation.

Le nouveau système, appelé Regulatory Information Filing System (RIFS), présente plusieurs avantages par rapport au précédent, notamment :

- la capture de données détaillées sur le rendement financier et le fonctionnement dans différents formats;
- l'accès sécurisé et confidentiel au système pour les déclarants par l'intermédiaire d'un navigateur Internet ordinaire;
- la possibilité pour le personnel de la Commission de faire des mises à jour et d'informer les utilisateurs à l'aide du système;
- la possibilité pour les déclarants de vérifier et de modifier les données avant et après leur soumission;
- l'adaptabilité, quant au nombre de services publics qui peuvent l'utiliser et de secteurs qui l'utilisent pour leurs déclarations.

Depuis le lancement du RIFS, on constate une amélioration de la qualité des données déclarées, comme en fait foi l'augmentation du pourcentage de déclarations complètes et faites en temps utile, une diminution du temps nécessaire pour soumettre la déclaration, la réduction considérable des délais de suivi par la Commission pour repérer les erreurs, la diminution de la frustration dans les services publics et l'amélioration de la capacité à suivre et à mettre à jour les déclarations.

## Renseigner le secteur de l'énergie sur les enjeux du marché

Aider le public à mieux comprendre les questions énergétiques est l'un des principaux objectifs de la CEO. Son site Web comprend une section réservée aux consommateurs destinée à les informer sur le secteur de l'énergie et les choix qui s'offrent à eux ainsi qu'à leur fournir des conseils sur la consommation d'énergie, des réponses aux questions les plus fréquentes et de l'aide pour comprendre leurs factures d'énergie.

Cette année, la Commission a ajouté un nouveau rapport afin de donner aux consommateurs davantage de renseignements sur les enjeux au sein du marché de l'énergie au détail : un tableau présentant le nombre de problèmes liés à des détaillants d'électricité et à des agents de commercialisation de gaz qui ont été soumis à notre Centre des relations avec les consommateurs par les consommateurs résidentiels et les petites entreprises.

Bien que les enjeux ne font pas l'objet d'un examen indépendant par la Commission avant d'être inclus dans le graphique, le bureau de la conformité enquête les plaintes reliées à des préoccupations en matière de conformité et prend des mesures afin de résoudre les activités qui ne sont pas conformes.

Ce rapport est mis à jour tous les trimestres et l'information est classée en trois catégories : comportement des agents (p. ex., problèmes liés aux activités de porte à porte et de télémarketing), gestion des contrats (p. ex., problèmes liés aux inscriptions, aux renouvellements et aux annulations de contrat) et service à la clientèle (p. ex., problèmes liés aux interactions avec les centres d'appels, à l'administration et au service en général). Les données sont fournies aux détaillants et aux agents de commercialisation qui ont informé la Commission de leurs activités sur le marché.

Les statistiques sont présentées pour chaque détaillant ou agent de commercialisation en fonction du nombre de problèmes soulevés par 1 000 nouveaux contrats et renouvellements de contrat. Les renseignements sur les inscriptions et les renouvellements utilisés à cette fin sont fournis par les détaillants et les agents de commercialisation eux-mêmes.

# Objectif stratégique n° 5

Augmenter la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs en élargissant les programmes d'information.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| Des programmes d'information continue ont été mis en œuvre afin d'informer les intervenants et les consommateurs des initiatives, des processus et des politiques de la Commission. | 100 % | 4 | 4 |
| Des améliorations conceptuelles et fonctionnelles ont débuté sur le site Web de la CEO afin d'en faciliter la navigabilité et de rendre l'information plus accessible aux intervenants, aux consommateurs et au public en général. | 100 % | 2 | 2 |
| Dans au moins 80 % des cas, nous satisfaisons aux normes de réponse aux consommateurs suivantes : réponse à la correspondance dans les 15 jours ouvrables, réponse aux appels téléphoniques dans les 20 secondes et réponse aux messages vocaux dans les 24 heures. | 100 % | 8 | 8 |
| La Commission continue de produire des rapports annuels sur les types de questions soulevées par les consommateurs dans leurs demandes de renseignements auprès de la Commission. | 100 % | 1 | 1 |
| L'indice des perceptions des intervenants de la Commission est à jour. | 100 % | 4 | 4 |
| La recherche de la Commission auprès des consommateurs a été mise à jour. | 100 % | 1 | 1 |
| **Total** | | **20** | **20** |

## Communications transparentes

La transparence est un élément essentiel d'une réglementation efficace et la communication claire est un composant crucial de la transparence. Pendant l'exercice 2006-2007, la Commission a continué d'améliorer ses communications avec les consommateurs, les intervenants et le public en général.

### Consommateurs

L'une des priorités de la Commission est d'informer les consommateurs de son rôle et de ses responsabilités, particulièrement en ce qui concerne l'établissement des prix payés par les consommateurs.

Cette année, la Commission a continué de tenir les consommateurs informés de leurs choix concernant le marché de détail, les modifications des tarifs de livraison du gaz naturel, les rajustements tarifaires trimestriels ainsi que les tarifs de livraison de l'électricité des distributeurs de la province.

Par l'entremise de la grille tarifaire réglementée (GTR), la Commission définit les tarifs au kilowattheure facturés par les services publics d'électricité à la plupart des consommateurs. 2006-2007 constitue la deuxième année d'existence de la GTR et, pour la première fois, la Commission a appliqué des rajustements tarifaires pour l'été et l'hiver.

Les tarifs d'été (du 1er mai 2006 au 31 octobre 2006) ont été définis en avril, les prix de l'approvisionnement pour les consommateurs de la GTR se sont avérés plus élevés que ne l'avait prévu la Commission.

À l'inverse, lorsqu'elle a établi les prix d'hiver (1er novembre 2006 au 31 mars 2007), la Commission les a revus à la baisse pour tenir compte des conditions d'approvisionnement et de la demande sur le marché, lesquelles étaient meilleures que prévues.

Cette expérience a démontré que, même si les prix du marché de l'électricité varient selon l'offre et la demande réelle, la GTR nivelle la volatilité quotidienne. En utilisant les médias, des feuilles d'information et des brochures, la Commission a expliqué ces changements des prix et leur incidence sur la facture des consommateurs.

La Commission a également amélioré son site Web en cours d'année, notamment la section « Renseignements aux consommateurs » qui fournit des conseils et des outils, des réponses aux questions les plus fréquentes, des renseignements sur le secteur de l'énergie et sur les choix des consommateurs en matière d'énergie, ainsi qu'une aide pour comprendre sa facture énergétique.

La meilleure connaissance de l'existence de la Commission a été mise en évidence par l'augmentation de 80 % du volume des appels au Centre des relations avec les consommateurs et de 31 % de sa correspondance (courriels, lettres et télécopies). Indépendamment de ces augmentations importantes en volume, la qualité des services de réponse aux requêtes a été maintenue.

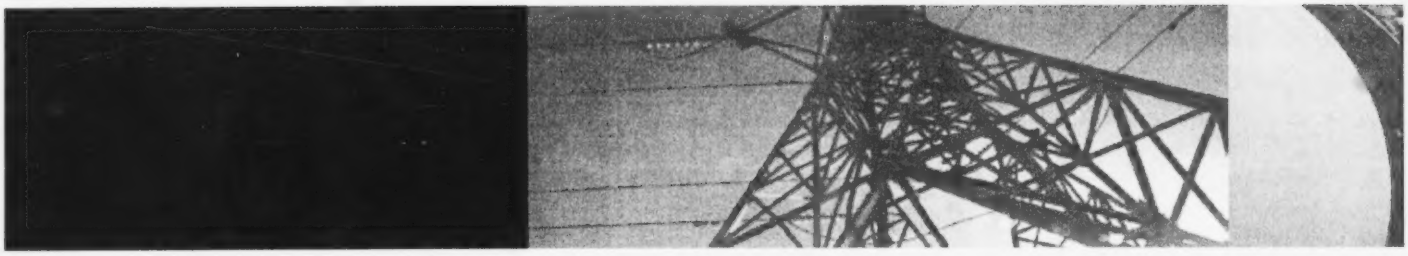
Les compteurs intelligents, la tarification selon l'heure de la consommation, la facturation et le fonctionnement du marché de détail comptent parmi les sujets les plus abordés. Les plaintes ont été envoyées à notre bureau de la conformité.

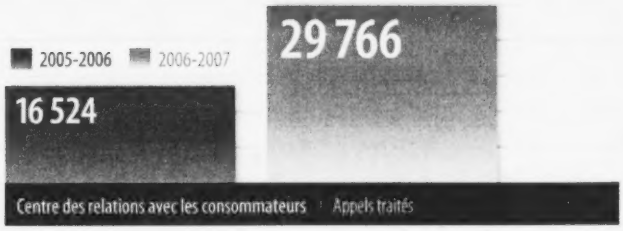
La Commission continue ses études auprès des consommateurs, ce qui permet, grâce aux appels et à la correspondance qu'elle reçoit, d'améliorer la communication.

### Intervenants

Fournir des renseignements en temps utile concernant les priorités, les calendriers et les processus de la Commission, permet aux intervenants de travailler efficacement dans un environnement réglementé.

Cette année, la Commission a poursuivi ses rencontres avec les associations de l'industrie et elle a continué à communiquer, par l'entremise de discours lors d'événements organisés par l'industrie, de communiqués de presse et de son site Web, des initiatives clés comme la réglementation incitative, l'examen de l'interface électricité-gaz naturel (EIEGN) et les préparatifs au renouvellement du plan pour le réseau d'électricité intégré.






## Améliorations du site Web

La création en ligne du calendrier des activités de réglementation de la CEO constitue une initiative importante de l'exercice 2006-2007. Les intervenants peuvent désormais consulter facilement le calendrier quotidien des instances et des consultations de la Commission, et trouver des liens vers les documents connexes. Ce calendrier est rapidement devenu l'une des pages les plus visitées du site. Pour voir le calendrier des activités de réglementation, consultez le site Web de la Commission : www.oeb.gov.on.ca.

Pour la Commission, les réactions des intervenants sont très importantes. Nous enquêtons donc chaque année auprès d'eux pour mesurer leur satisfaction quant à notre rendement et pour faire un suivi des changements de leur perception au fil du temps. Les résultats montrent une amélioration constante, avec toutefois des possibilités d'amélioration.

La Commission a adopté une mesure du rendement liée à cette enquête annuelle. Notre but est d'atteindre chaque année un niveau de satisfaction général égal ou supérieur au niveau moyen des trois années précédentes. Cette mesure sera appliquée pour la première fois au cours de l'exercice 2007-2008.

De plus, la Commission continue de fournir des mises à jour de ses mesures du rendement, elle publie les résultats de son enquête auprès de ses employés et annonce qu'elle publiera les dépenses du président, des vice-présidents et du chef de l'exploitation dans son site Web à partir de l'exercice 2007-2008.

Dans un effort continu pour fournir des renseignements utiles aux consommateurs, cette année, le site Web de la Commission comprend une comparaison des factures d'électricité résidentielles. Les estimations de ces factures sont basées sur une consommation résidentielle mensuelle d'électricité de 1 000 kilowattheures.

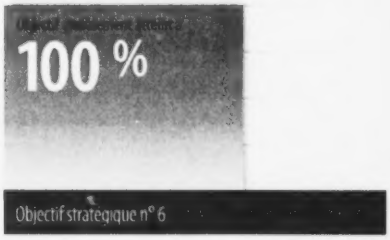
Ces données permettent aux consommateurs de consulter des estimations de factures pour plus de 80 zones desservies par différents distributeurs ainsi que la moyenne provinciale. Elles forment une base utile aux fins de comparaison pour les médias, le public et les distributeurs d'électricité eux-mêmes. La Commission entend mettre à jour les estimations de facture tous les six mois, afin de coïncider avec les modifications semestrielles des prix de la GTR et les modifications annuelles des tarifs de livraison.

En publiant ces chiffres, la Commission a remarqué que les tarifs de distribution, qui apparaissent sous la rubrique « Frais de livraison » des factures résidentielles, varient d'un service public à l'autre, ce qui reflète les différences de coûts liés aux services publics spécifiques et qui sont récupérées dans leurs tarifs respectifs. Ces coûts portent sur des éléments ayant trait aux conditions particulières des services publics, comme l'âge de son actif, le nombre de consommateurs qu'il dessert, la densité de la répartition des consommateurs ainsi que la taille géographique de sa zone desservie.

# Objectif stratégique n° 6

Réduire les obstacles réglementaires entravant la conservation et la gestion de la demande.

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| La Commission a élaboré et mis en œuvre des instruments de réglementation qui appuient le déploiement des compteurs intelligents, en vertu de la loi. | 100 % | 4 | 4 |
| Un cadre de réglementation à long terme est en place pour permettre le recouvrement des dépenses liées à l'économie d'énergie et à la gestion de la demande par l'entremise des tarifs des distributeurs de gaz naturel et d'électricité autorisés. Les initiatives comprendront : | | | |
| a) l'examen du budget d'économie d'énergie de l'OEO | 100 % | 4 | 4 |
| b) l'élaboration d'une politique provisoire CGD relativement aux tarifs de distribution de l'électricité | 100 % | 4 | 4 |
| **Total** | | **12** | **12** |




## Conservation et gestion de la demande

En 2005, la Commission a approuvé un financement de 163 millions de dollars pour les distributeurs d'électricité destiné aux activités de conservation et de gestion de la demande (CGD). Ce financement était lié à la troisième part de leur niveau de revenu en fonction des besoins du marché (« financement de la troisième tranche »).

À la suite de l'approbation de 2005, la Commission a entrepris, en 2006, trois initiatives relatives aux activités de CGD. Elle a d'abord continué à surveiller et fourni des renseignements sur les progrès des investissements des distributeurs sur les activités de CGD lors de la troisième tranche de financement. Ensuite, elle a créé un cadre de réglementation pour les activités de CGD pour l'année 2007 et les suivantes. Puis en troisième lieu, la Commission a élaboré et a mis en œuvre une approche visant à approuver les requêtes de financement supplémentaire pour les activités de CGD jusqu'à la fin de 2007.

### Surveillance des dépenses des programmes de CGD

L'approbation du financement de la troisième tranche avait pour condition la soumission régulière par les distributeurs de rapports sur leurs activités de CGD. Ces rapports pour 2005 ont été reçus par la Commission et ont été examinés par son vérificateur en chef de la réglementation. Un résumé de cet examen est disponible dans notre site Web.

Rendre disponible en ligne les renseignements fournis par les distributeurs contribue à la transparence, encourage les distributeurs à entreprendre ou à poursuivre leurs initiatives en matière de CGD, suit les progrès dans le temps et permet aux parties concernées de voir quelles actions sont entreprises en matière de conservation et de gestion de la demande.

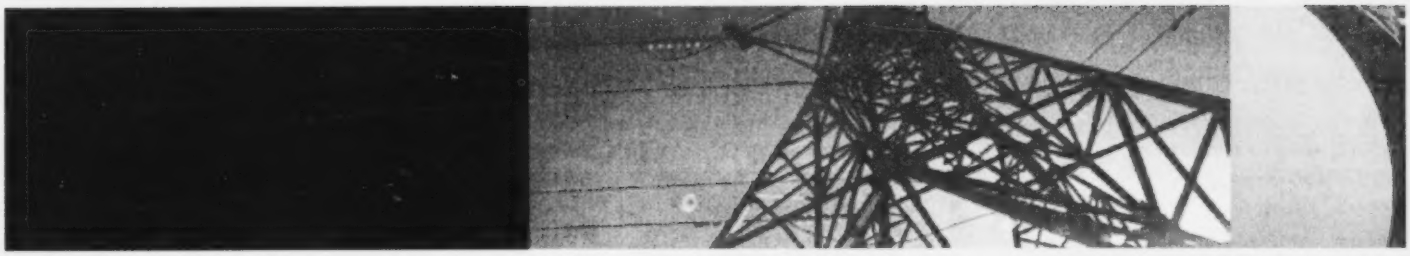
### Élaboration d'un cadre de réglementation

En décembre 2006, la Commission a entrepris un processus de consultation afin d'élaborer un cadre réglementaire pour les activités de CGD à compter de 2007. L'objectif consistait à s'assurer qu'un cadre réglementaire à long terme soit établi afin de régler les questions liées aux tarifs qui découlent de la participation des distributeurs d'électricité à la prestation des programmes de CGD. Comme le ministre de l'Énergie a ordonné à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) d'organiser la prestation et le financement des programmes de CGD par les distributeurs d'électricité, le cadre devait porter sur ces enjeux en tenant compte du financement par l'OEO et du financement par l'entremise des tarifs de distribution. La Commission a d'abord présenté un document de travail en janvier 2007 pour recueillir des commentaires.

Ensuite, après les consultations avec les intervenants sur le document de travail, la Commission a publié un rapport en mars 2007 où elle présente les grandes lignes d'un cadre de réglementation basé sur les principes suivants :

- l'exécution des politiques gouvernementales doit être facilitée, notamment les politiques qui donnent à l'OEO la responsabilité principale de financer les activités de CGD et qui précisent et élaborent des stratégies qui accélèrent la mise en œuvre de mesures de conservation, d'efficacité et de gestion de la demande;
- la certitude et la prévisibilité de la réglementation doivent être assurées afin que les distributeurs puissent planifier leurs investissements et décider d'investir;
- la confusion doit être réduite au minimum en précisant les rôles des acteurs participant à la réglementation ou à la prestation de programmes de CGD, notamment les distributeurs, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), l'OEO, la Commission et les consommateurs;
- une efficacité administrative doit être obtenue afin de minimiser la charge de la réglementation sur les distributeurs et le coût pour les abonnés tout en maintenant la transparence et la rigueur dans les processus de réglementation.

Dans ce cadre, la Commission a déterminé qu'un mécanisme devrait être disponible afin de corriger le fait que certains distributeurs puissent avoir des revenus inférieurs à ceux attendus en raison d'une baisse de la consommation des consommateurs découlant des activités de CGD.



Les distributeurs pourront présenter des requêtes aux fins de ce « mécanisme de rajustement en raison des pertes de revenus » pour les activités de CGD à compter de 2007, que les activités soient financées par l'entremise des tarifs de distribution ou de l'OEO.

Les distributeurs pouvaient auparavant présenter une requête dans le cadre de ce mécanisme de rajustement pour les activités de CGD dont la 3e tranche de financement avait été approuvée.

**Continuité du financement pour 2007**

Au début de 2007, il est devenu évident que le financement des activités de CGD fourni par l'OEO ne serait pas disponible aussi tôt que prévu. Par conséquent, la Commission a mis en place un processus accéléré d'approbation du financement différentiel des activités de CGD par l'entremise des tarifs de distribution jusqu'en avril 2008 pour les programmes qui étaient financés au départ par la 3e tranche de financement. Ces mesures ont été prises afin de s'assurer que les distributeurs pourraient demander l'approbation du financement pour les activités de CGD en temps utile, jusqu'à ce que le financement de l'OEO soit disponible.

Pour la période 2007-2010, on prévoit que l'OEO sera la principale source de financement des activités de CGD entreprises par les distributeurs d'électricité. Cependant, la Commission prévoit qu'elle continuera d'avoir un rôle dans la détermination des requêtes de financement des activités de CGD par l'entremise des tarifs de distribution pour les programmes qui ne sont pas offerts par l'OEO, comme les améliorations des réseaux de distribution afin de réduire les pertes des lignes.

La Commission continuera, au fil de l'évolution de l'environnement de CGD en Ontario, de s'assurer que des politiques de réglementation efficaces sont en vigueur afin d'appuyer les objectifs du gouvernement en matière de conservation et de gestion de la demande.

## Projet pilote des prix intelligents de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Le gouvernement de l'Ontario prévoit installer des compteurs intelligents à l'échelle de la province d'ici le 31 décembre 2010. Il s'est également fixé pour objectif de réduire la consommation d'électricité en période critique de 6 300 mégawatts d'ici 2025 et de créer une culture de l'économie d'énergie dans la province.

L'atteinte de ces objectifs dépendra de la réduction de l'usage d'électricité par les consommateurs en période de pointe ou du déplacement de leur consommation hors de ces périodes. Pour faciliter ces modifications de leur usage d'électricité, les consommateurs doivent recevoir des renseignements qui leur permettront de mieux comprendre leur consommation d'énergie et les implications de la modification de leurs habitudes de consommation. Les compteurs intelligents permettront de fournir ces renseignements.

Des incitatifs financiers peuvent encourager les consommateurs à modifier leur consommation d'électricité. Les prix selon l'heure de la consommation peuvent fournir un tel incitatif dans le cadre de la Grille tarifaire réglementée (GTR), bien qu'ils ne soient pas disponibles auprès de la plupart des distributeurs de la province.

Cette année, la Commission a créé un projet pilote appelé *Projet pilote de prix intelligent de la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Il s'agit du premier projet au monde à évaluer la tarification selon l'heure de la consommation, la tarification de période critique et les réductions en période critique. Hydro Ottawa a apporté son aide à la Commission pour ce projet qui s'est déroulé du 1er août 2006 au 28 février 2007.

L'objectif de ce projet pilote était d'évaluer les composantes du programme actuel de tarification selon l'heure de la consommation avant de l'étendre à toute la province. Plus spécifiquement, ce projet était conçu pour permettre à la Commission :

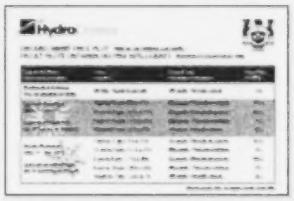
- de déterminer si la tarification selon l'heure de la consommation de la GTR a encouragé les consommateurs à reporter le moment de leur consommation d'électricité;
- de tester la tarification de période critique;
- d'évaluer le niveau de réponse en ce qui a trait à la demande et à l'économie d'énergie;
- d'obtenir des réactions directes de la part des consommateurs;
- de déterminer la meilleure façon de communiquer avec les consommateurs pour améliorer leur compréhension de la tarification selon l'heure de la consommation.

Dans le cadre du projet, 375 consommateurs résidentiels ont été répartis en trois groupes. Le premier groupe a bénéficié de la tarification selon l'heure de la consommation; le deuxième groupe a bénéficié de la tarification selon l'heure de la consommation avec en plus une tarification plus élevée durant les périodes critiques et le troisième groupe a bénéficié de la tarification selon l'heure de la consommation avec un rabais associé à la réduction de la consommation durant les périodes critiques.

La consommation d'électricité de ces trois groupes a été comparée à un groupe de consommation « témoin » de consommateurs d'Hydro Ottawa qui sont restés à la tarification à deux paliers de la GTR.

Au cours du projet pilote, sept périodes critiques ont été déclarées afin de permettre une évaluation des effets des tarifs et des rabais de période critique. Ces périodes ont été déclarées lors de journées où les prévisions météorologiques prédisaient des températures très chaudes ou très froides (inférieure à -14 °C ou supérieure à 28 °C, ou si l'indice humidex dépasse 30 °C). Les consommateurs ont reçu un préavis d'une journée d'avance au moyen d'un appel téléphonique automatisé, d'un courriel ou d'un message alphabétique. Sept de ces périodes sont survenues durant le projet pilote.

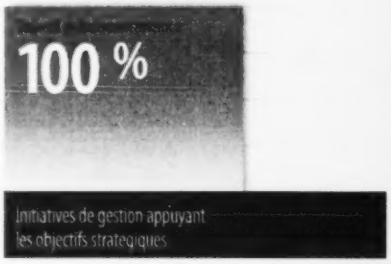
Bien que le rapport final du projet pilote sera publié au cours du premier semestre de l'exercice 2007-2008, les données obtenues par une enquête auprès des participants ont révélé que 74 % des répondants ont préféré la tarification selon l'heure de la consommation plutôt que la tarification à deux paliers de la GTR dont ils bénéficiaient avant le projet. Les résultats préliminaires indiquaient également que les consommateurs ont répondu aux prix selon l'heure de la consommation en déplaçant leur consommation et en réduisant leur consommation globale d'électricité. La Commission évaluera les résultats obtenus, les préoccupations exprimées et les leçons tirées du projet pilote.




*Aide-mémoire magnétique utilisé durant le projet pilote*

# Initiatives de gestion appuyant les objectifs stratégiques

| Description de la mesure du rendement | État d'avancement | Valeur | Réalisation |
|---|---|---|---|
| Une mesure appropriée du coût de la réglementation de la Commission est consignée dans un rapport. | 100 % | 1 | 1 |
| Une mesure de l'investissement dans le perfectionnement du personnel axé sur les meilleures pratiques est consignée dans un rapport. | 100 % | 1 | 1 |
| Un plan triennal d'apprentissage et de perfectionnement a été élaboré. | 100 % | 1 | 1 |
| L'indice d'engagement des employés continue d'être mis à jour grâce à des sondages réguliers auprès des employés, et l'embauche des employés est comparée à celle d'organismes similaires. | 100 % | 2 | 2 |
| Un plan d'action est établi à partir de l'indice et est, le cas échéant, mis en œuvre. | 100 % | 4 | 4 |
| Le taux moyen de départs volontaires des membres du personnel est égal ou moindre au taux moyen canadien. | 100 % | 1 | 1 |
| Les systèmes d'exploitation et les structures de gestion conviviales, opportunes et rentables sont mises en œuvre. Les principales initiatives axées sur l'intervenant de la stratégie des technologies de l'information comprennent les suivantes : | | | |
| a) Système de gestion des requêtes – enregistrement des permis et gestion des cas | 100 % | 2 | 2 |
| b) Système électronique de présentation des données – formulaires, rapports et dossiers sur l'électricité | 100 % | 2 | 2 |
| **Total** | | **14** | **14** |




## Comparaison avec le rendement précédent

Depuis qu'elle est devenue une société d'État autofinancée en 2004, la Commission a entrepris des initiatives de gestion qui « ...lui permettront de travailler plus efficacement, d'utiliser ses ressources de façon plus rentable et de manière plus juste et transparente pour servir les intervenants... ». Dans son plan d'activités 2006-2009, la Commission s'est engagée à publier une mesure appropriée de la réglementation des coûts.

En 2006-2007, la Commission a retenu les services d'Elenchus Research Associates (ERA) pour définir les mesures de réglementation des coûts qui pourraient être utilisées comme indicateurs objectifs du rendement.

Le rapport produit par ERA a examiné les pratiques d'autres organismes de réglementation au Canada, aux États-Unis, en Australie et en Europe pour déterminer le type de mesures de réglementation des coûts utilisées à l'heure actuelle. Elle a ensuite évalué le niveau d'adéquation de ces différentes approches en examinant les similitudes et les différences entre la Commission et les autres régimes de réglementation.

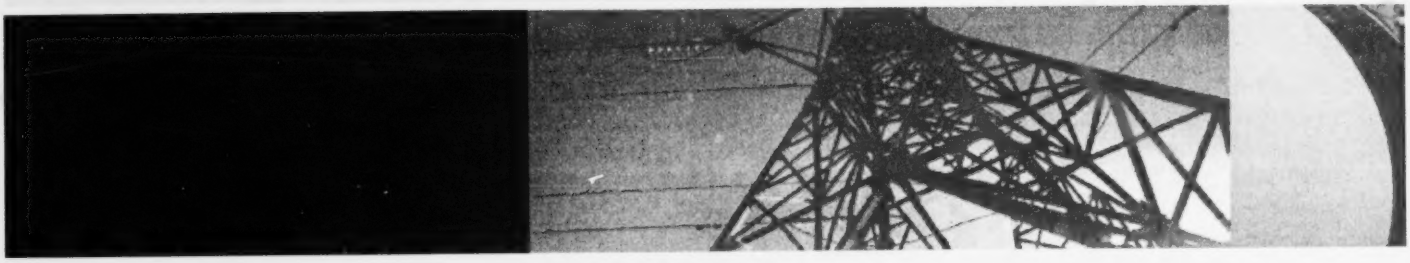
Sur la base de cette évaluation, ERA a recommandé à la Commission d'adopter trois mesures de réglementation des coûts :

- une moyenne mobile de trois ans du pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage du revenu d'industrie;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement par consommateur final.

ERA a conclu que la moyenne mobile de trois ans est appropriée pour chaque mesure comme moyen de niveler l'effet des obligations de réglementation inhabituelles ou cycliques.

Pour 2006-2007, le premier exercice où les mesures des coûts de la réglementation sont déclarés, la Commission publie une moyenne intérimaire de deux exercices, à titre de transition vers la moyenne de trois ans, tel que recommandé par ERA dans le rapport qu'elle a rendu en septembre 2006 à la Commission. Le rapport d'ERA, intitulé *A review of Potential Regulatory Cost Measures* (en anglais seulement), peut être téléchargé depuis le site Web de la Commission.

La Commission a accepté les conclusions d'ERA et a adopté ses recommandations. Les trois mesures et les résultats pour les exercices pertinents sont présentés dans le tableau connexe.



## Mesure des coûts de la réglementation

| | CEO | | |
|---|---|---|---|
| | 2006-2007 | 2005-2006 | 2004-2005 |
| Dépenses de fonctionnement [a] | 29 960 984 $ | 25 481 267 $ | 24 544 752 $ |
| **Mesure n° 1 : pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement** | **17,58 %** | **3,82 %** | **S.O.** |
| **Moyenne mobile de 2 ans** | 10,48 % | S.O. | S.O. |
| Revenu d'industrie (en milliards de dollars) [b] | 19,9 $ | 21,9 $ | 18,4 $ |
| **Mesure n° 2 : dépenses de fonctionnement/ revenus de l'industrie** | **0,15 %** | **0,12 %** | **0,13 %** |
| **Moyenne mobile de 2 ans** | 0,13 % | S.O. | S.O. |
| Consommateurs d'électricité | 4 592 868 | 4 522 929 | 4 461 799 |
| Consommateurs de gaz naturel | 3 106 554 | 3 029 244 | 2 950 856 |
| **Mesure n° 3 : dépenses de fonctionnement par consommateur** ($an/consommateur) | **3,89 $** | **3,37 $** | **3,31 $** |
| **Moyenne mobile de 2 ans** | 3,63 $ | S.O. | S.O. |

## Commentaire

**Mesure n° 1 : pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement**
L'augmentation des dépenses de fonctionnement de 2005-2006 à 2006-2007 reflète la transformation de la CEO, qui est devenue une société d'État autonome, ainsi que l'élargissement de son mandat de supervision des activités des distributeurs, des transporteurs, des détaillants, des agents de commercialisation et des producteurs d'électricité et de distributeurs de gaz naturel.

**Mesure n° 2 : dépenses de fonctionnement/revenus de l'industrie**
Les revenus de l'industrie ont diminué de 2 milliards de dollars (10 %) de 2005-2006 à 2006-2007 en raison des changements des prix du gaz et de l'électricité, ce qui a contribué à faire augmenter les dépenses de fonctionnement de la CEO à titre de pourcentage des revenus de l'industrie, lequel est passé de 0,12 % à 0,15 %.

**Mesure n° 3 : dépenses de fonctionnement par consommateur**
Les dépenses de fonctionnement par consommateur ont augmenté de 0,52 $ (15,33 %) de 2005-2006 à 2006-2007 en raison de l'augmentation des dépenses de fonctionnement de la CEO, laquelle est légèrement compensée par une augmentation de 2,5 % du nombre de consommateurs d'électricité et de gaz.

Remarques : a) Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, états financiers. Le chiffre utilisé est celui des dépenses totales indiqué dans l'État de fonctionnement et des actifs nets. Les dépenses totales comprennent les frais de la Commission recouvrables, aux termes de l'article 30 de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, de 1 106 668 $ en 2006-2007, de 119 017 $ en 2005-2006 et de 215 690 $ en 2004-2005. Les frais des intervenants et des intéressés que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer ne sont pas assumés par la Commission. Par conséquent, ils ne sont pas inclus dans les dépenses totales.

b) Source : Estimations de 2004-2006 fondées sur diverses sources de la CEO et de Statistique Canada.

## Migration vers un système de soumission électronique

Au cours des dernières années, de nombreux intervenants auprès de la Commission ont demandé de pouvoir soumettre leurs requêtes sous forme électronique. En 2006-2007, la Commission a lancé une initiative importante pour répondre à cette demande : un projet pilote de soumission électronique à laquelle participait un important distributeur de gaz de la province.

Le projet a permis de mener les vérifications de diligence raisonnable et a donné aux membres du personnel l'occasion de se familiariser avec le système de soumission électronique avant son lancement auprès des intervenants au cours du premier trimestre de l'exercice 2007-2008.

Le nouveau système de soumission électronique appelé « Regulatory Electronic Submission System (RESS) » offrira plusieurs avantages importants par rapport au système actuel, qui repose fortement sur les imprimés :

- le nombre d'exemplaires imprimés requis par la Commission passera de dix à seulement deux;
- les processus seront plus simples et plus rapides pour les utilisateurs et permettront des gains d'efficacité à l'échelle du système;
- des exemplaires électroniques seront disponibles pendant les audiences, ce qui permettra d'obtenir plus rapidement les documents les plus récents;
- la standardisation des formats facilitera la soumission, l'examen et la récupération des documents par le public et les intervenants, et les « signets » intégrés simplifieront la navigation dans les documents volumineux et complexes;
- le système résidera sur un serveur sécurisé, protégé par un mot de passe et accessible uniquement par les utilisateurs enregistrés;
- les membres du public et les autres personnes intéressées non enregistrées pourront faire une recherche parmi les fichiers en libre accès grâce à un outil de recherche évolué (WebDrawer).

Cette initiative, l'une des premières de ce type parmi les autorités de réglementation de l'énergie, placera la Commission à la fine pointe en matière d'utilisation des technologies de l'information pour rationaliser ses processus et améliorer son efficacité.

# Frais adjugés aux termes de l'article 30

Aux termes de l'article 30 de la Loi de *1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission « peut ordonner à une personne de payer tout ou partie des frais engagés par une autre personne relativement à sa participation à une instance devant elle, à une procédure relative aux avis et aux observations visée à l'article 45 ou 70.2 ou à toute autre consultation que la Commission entreprend ». Ces frais peuvent également comprendre ceux de la Commission.

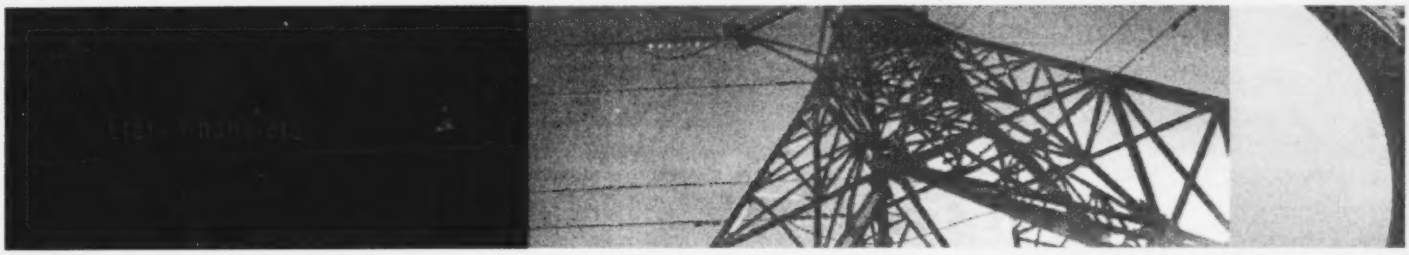
Le tableau suivant présente l'activité en matière d'adjudication des frais pour l'exercice 2006-2007* :

| | 2006-2007 |
|---|---|
| Frais de la Commission recouvrables aux termes de l'article 30 (Note 1) | 1 106 644 $ |
| Frais des intervenants et des intéressés recouverts aux termes de l'article 30 (Note 2) | 4 008 816 $ |
| **Total de l'activité en matière de recouvrement des frais en 2006-2007** | 5 115 460 $ |

Note 1) Ces frais représentent les frais engagés par la Commission relativement à des instances ou des processus de consultation précis (par exemple, des services de consultation ou la location de salles de réunion hors des locaux de la Commission). Ces frais sont présentés dans les états financiers de la Commission pour l'exercice clos le 31 mars 2007. Les entités réglementées sont tenues de payer ces frais à la Commission relativement aux instances et aux processus de consultation.

Note 2) Ces frais représentent des frais que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer à des intervenants dans des instances et à des intéressés dans des processus de consultation. Ces frais ne figurent pas dans les états financiers de la Commission.

* Les frais inclus dans le tableau ne comprennent pas tous les frais associés aux instances et aux processus de consultation de la Commission et qui sont payés par les entités réglementées. Dans certains cas, d'autres frais de ce type comprennent les services de sténographie et de traduction. Tel que déclaré par les sociétés qui fournissent des services de sténographie juridique et de traduction, les sommes facturées aux entités réglementées pour ces services étaient respectivement de 148 783 $ et de 6 325 $.



## Responsabilité de la direction

La direction de la Commission de l'énergie de l'Ontario est responsable de l'intégrité et de la présentation fidèle des états financiers et des autres renseignements présentés dans le rapport annuel. Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada. La préparation des états financiers exige nécessairement que la direction fasse preuve de jugement et qu'elle emploie les meilleures estimations, particulièrement lorsque l'effet des transactions touchant l'exercice en cours ne peut pas être déterminé avec certitude avant les prochains exercices.

La Commission a recours à des systèmes de contrôle comptable internes conçus pour offrir une assurance raisonnable que les renseignements financiers fiables soient disponibles rapidement, que l'actif et le passif de la Commission soient comptabilisés adéquatement et que la sauvegarde de l'actif soit assurée.

Les états financiers ont été examinés et approuvés par le Comité de gestion de la Commission. De plus, ils ont fait l'objet d'une vérification de la part du vérificateur général de l'Ontario, dont le rapport suit.

**Catherine Barker-Hoyes**
*Directrice générale, Services opérationnels*
Le 3 juillet 2007

## Rapport du vérificateur

À la Commission de l'énergie de l'Ontario

J'ai vérifié l'état de la situation financière de la Commission de l'énergie de l'Ontario au 31 mars 2007, l'état des résultats de fonctionnement et de l'actif net ainsi que l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Commission. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à assurer un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. Une vérification comprend l'examen par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables, des estimations importantes faites par la direction et de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 mars 2007, ainsi que les résultats de fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Toronto (Ontario)
Le 3 juillet 2007

**Gary R. Peall, CA**
*Sous-vérificateur général*
*Expert comptable autorisé*

# État de la situation financière

Au 31 mars 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| **ACTIF** | | |
| Actif à court terme : | | |
| Espèces | 15 667 587 $ | 16 545 313 $ |
| Comptes débiteurs | 5 727 637 | 3 630 250 |
| Coûts liés au processus de reglementation devant être évalués | 686 253 | 86 923 |
| Dépôts et charges payées d'avance | 179 741 | 212 362 |
| Total de l'actif à court terme | 22 261 218 | 20 474 848 |
| Immobilisations (note 5) | 8 725 901 | 7 732 731 |
| **TOTAL DE L'ACTIF** | **30 987 119 $** | **28 207 579 $** |
| **PASSIF** | | |
| Passif à court terme : | | |
| Revenus reportés (note 3c) | 11 029 738 | 9 645 322 |
| Comptes créditeurs et charges à payer | 4 880 858 | 4 382 427 |
| Total du passif à court terme | 15 910 596 | 14 027 749 |
| Passif à long terme : | | |
| Revenus reportés liés aux immobilisations (note 3d) | 5 385 853 | 5 116 141 |
| Incitatif de location reporté (note 8) | 4 311 803 | 3 736 219 |
| Total du passif à long terme | 9 697 656 | 8 852 360 |
| **TOTAL DU PASSIF** | **25 608 252** | **22 880 109** |
| Réserve de fonctionnement (note 4) | 4 674 627 | 4 623 230 |
| Actif net (note 7) | 704 240 | 704 240 |
| **TOTAL DU PASSIF, DE LA RÉSERVE ET DE L'ACTIF NET** | **30 987 119 $** | **28 207 579 $** |

Voir les notes afférentes aux états financiers

Au nom du Comité de gestion,

**Howard Wetston**
*Présidente*

**Gordon Kaiser**
*Vice-président*

**Pamela Nowina**
*Vice-présidente*

# État des résultats de fonctionnement et de l'actif net

Exercice clos le 31 mars 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| **REVENUS** | | |
| Recouvrement des coûts : | | |
| Recouvrement des coûts généraux (note 3a) | 26 051 918 $ | 23 488 649 $ |
| Amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations | 1 703 034 | 955 176 |
| Coûts liés au processus réglementaire | 1 106 644 | 119 017 |
| Total des revenus provenant du recouvrement des coûts | 28 861 596 | 24 562 842 |
| Autres revenus : | | |
| Revenus d'intérêt | 695 829 | 464 994 |
| Droits liés aux permis | 383 080 | 423 452 |
| Revenus divers | 20 479 | 29 979 |
| Total des autres revenus | 1 099 388 | 918 425 |
| **TOTAL DES REVENUS** | **29 960 984** | **25 481 267** |
| **CHARGES** | | |
| Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission | 19 845 022 | 17 841 352 |
| Experts-conseils et professionnels | 3 274 109 | 1 864 368 |
| Bien-fonds | 2 308 788 | 2 306 421 |
| Bureaux et administration | 875 690 | 1 083 732 |
| Médias et publications | 844 633 | 518 808 |
| Technologies de l'information | 617 618 | 295 834 |
| Réunions, séminaires et déplacements | 492 090 | 387 674 |
| Financement des intervenants | 0 | 227 902 |
| Amortissement | 1 703 034 | 955,176 |
| **TOTAL DES CHARGES** | **29 960 984** | **25 481 267** |
| **EXCÉDENT DES REVENUS PAR RAPPORT AUX CHARGES** | **0** | **0** |
| Actif net, au début de la période (note 7) | 704 240 | 704 240 |
| **ACTIF NET, à la fin de la période** | **704 240 $** | **704 240 $** |

Voir les notes afférentes aux états financiers.

## État des flux de trésorerie

Exercice clos le 31 mars 2007

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| Rentrées (sorties) de fonds nettes liées aux activités suivantes : | | |
| Fonctionnement | | |
| Évaluation comptabilisée | 29 699 452 $ | 27 757 308 $ |
| Revenus des coûts liés au processus de réglementation | 1 106 644 | 119 017 |
| Autres revenus | 1 099 388 | 918 425 |
| Charges | (29 960 984) | (25 481 267) |
| Excédent des revenus par rapport aux charges | 1 944 500 | 3 313 483 |
| Rajustement pour les charges non pécuniaires : | | |
| Amortissement des immobilisations payées par la CEO | 1 703 034 | 955 176 |
| Amortissement des améliorations locatives payées par le propriétaire | 190 297 | 10 054 |
| Rajustement net pour les charges non pécuniaires | 1 893 331 | 965 230 |
| Changements aux fonds de roulement hors caisse : | | |
| Comptes débiteurs | (2 097 387) | 4 470 086 |
| Coûts liés au processus de réglementation devant être évalués | (599 330) | 202 752 |
| Dépôts et charges payées d'avance | 32 621 | (111 662) |
| Revenus reportés | (238 975) | 89 946 |
| Comptes créditeurs et charges à payer | 498 431 | (2 256 859) |
| Incitatif de location reporté | 575 584 | 2 881 534 |
| Évolution du fonds de roulement autre que les disponibilités | (1 829 056) | 5 275 797 |
| Rentrées nettes provenant des activités d'exploitation | 2 008 775 | 9 554 510 |
| Financement | | |
| Sommes payables à la province de l'Ontario | 0 | (126 390) |
| Rentrées nettes utilisées pour des activités de financement | 0 | (126 390) |
| Investissement | | |
| Achats de biens immobilisés | (2 886 501) | (5 264 351) |
| Rentrées nettes utilisées pour des activités d'investissement | (2 886 501) | (5 264 351) |
| **VARIATION NETTE DE L'ENCAISSE** | **(877 726)** | **4 163 769** |
| Encaisse, au début de la période | 16 545 313 | 12 381 544 |
| **ENCAISSE, à la fin de la période** | **15 667 587 $** | **16 545 313 $** |

Voir les notes afférentes aux états financiers

# Notes complémentaires des états financiers

Au 31 mars 2007

## 1. Nature de la Commission

La Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Commission ») est l'autorité de réglementation des industries du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. La Commission fournit en outre des conseils sur les questions liées à l'énergie qui lui sont soumises par le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission de l'énergie de l'Ontario est, depuis le 1er août 2003, une société sans capital-actions. Elle est autorisée à financer entièrement ses coûts de fonctionnement auprès des participants au marché du gaz et de l'électricité.

Le 9 décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a été adoptée. La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* afin, entre autres choses, de modifier les objectifs de la Commission et de transférer le Comité de surveillance du marché (qui relevait auparavant de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité) à la Commission à compter du 1er janvier 2005.

À titre d'organisme de Sa Majesté du chef de l'Ontario, la Commission bénéficie d'une exemption d'impôt fédéral et provincial aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada ainsi que des taxes sur les biens et les services aux termes de la *Loi sur la taxe d'accise*.

## 2. Principales conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux Principes comptables généralement reconnus. Les principales conventions comptables utilisées dans la préparation des présents états financiers comprennent les suivantes :

### a) Constatation des produits

Les revenus reçus pendant l'exercice 2006-2007 qui portent sur des exercices subséquents ne sont pas reconnus comme des revenus et sont reportés. La constatation des revenus de recouvrement des coûts est liée aux charges de la Commission comme suit :

- Le recouvrement des coûts généraux liés aux charges de la Commission est constaté à titre de revenus dans la mesure où ils dépassent les coûts du processus de réglementation, de l'amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et d'autres revenus. Les revenus liés au rapprochement de 2006-2007 (note 3b) et la comptabilisation du premier trimestre de 2007-2008 sont reportés étant donné qu'ils ont été comptabilisés d'avance (note 3c).
- L'amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations est constaté à titre de revenus sur la même base que celle l'amortissement des immobilisations sous-jacentes. Les revenus liés aux dépenses d'immobilisations sont reportés étant donné qu'ils ont été comptabilisés d'avance (note 3c).
- Les coûts du processus de réglementation sont constatés à titre de revenus lorsque les charges afférentes sont engagées.

Les autres revenus sont constatés lorsqu'ils sont reçus et recevables.

### b) Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, commençant au cours de l'exercice suivant les acquisitions et s'échelonnant sur leurs durées de vie utiles estimatives, comme suit :

| | |
|---|---|
| Mobilier et équipement de bureau | 5 ans |
| Équipement informatique et logiciels afférents | 3 ans |
| Équipement audio-visuel | 3 ans |
| Améliorations locatives | durée du contrat de location |

## Notes complémentaires des états financiers
Au 31 mars 2007

### 2. Principales conventions comptables (suite)

*c) Instruments financiers*

La Commission n'utilise pas d'instruments financiers dérivés. La valeur comptable des espèces, des comptes débiteurs, des comptes créditeurs et des charges à payer équivaut approximativement à leur juste valeur, en raison de leur nature à court terme.

*d) Utilisation des prévisions*

La préparation des états financiers conformément aux Principes comptables généralement reconnus exige que la direction effectue des prévisions et utilise des hypothèses qui ont des effets sur la comptabilisation de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les totaux comptabilisés des revenus, des charges et des sommes recouvrées durant l'année. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

*e) Régime de retraite des employés*

La Commission offre un régime de retraite à ses employés à temps plein par l'entremise d'une participation au Régime de retraite des fonctionnaires de l'Ontario, un régime de retraite à prestations déterminées financé par de nombreux employeurs. Ce régime est comptabilisé comme un régime à cotisations déterminées, puisque la Commission ne dispose pas de renseignements suffisants pour utiliser une comptabilité de régime à prestations déterminées.

La Commission a également constitué un régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président, tel que décrit dans la note 6b. La Commission constate son obligation relativement au régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire et des coûts reliés. Aux fins d'évaluation, la provision actuarielle et le coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice sont déterminés par des actuaires indépendants au moyen de la méthode de projection des prestations, au prorata des hypothèses les plus probables de la direction.

### 3. Évaluations de l'industrie pour 2006-2007

Durant l'exercice 2006-2007, on a estimé les coûts des participants des industries du gaz et de l'électricité pour l'exercice 2006-2007 en se fondant sur les sommes prévues dans le budget. Les sommes évaluées dépassant les coûts réels sont rapprochées et constatées à titre de revenus reportés actuels et seront utilisés pour réduire l'évaluation de l'exercice 2007-2008. Le calcul du recouvrement des coûts généraux réels, du rapprochement et des revenus reportés sont détaillés dans les tableaux suivants.

*a) Recouvrement des coûts généraux de 2006-2007*

| | |
|---|---|
| Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission | 19 845 022 $ |
| Experts-conseils et professionnels | 3 274 109 |
| Bien-fonds | 2 308 788 |
| Bureaux et administration | 875 690 |
| Médias et publications | 844 633 |
| Technologies de l'information | 617 618 |
| Réunions, séminaires et déplacements | 492 090 |
| Amortissement | 1 703 034 |
| Total des charges | 29 960 984 $ |
| Coûts du processus de réglementation, amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et autres revenus | (3 909 066) |
| Recouvrement des coûts généraux au 31 mars 2007 | **26 051 918 $** |

## 3. Évaluations de l'industrie pour 2006-2007 (suite)

*b) Rapprochement de 2006-2007*

| | |
|---|---|
| Recouvrement des coûts généraux (note 3a) | 26 051 918 $ |
| Dépenses en immobilisations de 2006-2007 payées par la CEO | 1 972 746 |
| Évaluation totale (réelle) | 28 024 664 $ |
| Évaluation totale (budget) | 31 164 176 |
| Réduction des dépenses en 2006-2007 | (3 139 512) $ |
| Rajustement de la réserve de fonctionnement | 51 397 |
| **Rapprochement de 2006-2007 au 31 mars 2007** | **(3 088 115) $** |

*c) Revenus reportés actuels de 2006-2007*

| | |
|---|---|
| Rapprochement de 2006-2007 (note 3b) | 3 088 115 $ |
| Comptabilisation du 1er trimestre de 2007-2008 | 7 941 623 |
| **Revenus reportés actuels** | **11 029 738 $** |

*d) Report des revenus de 2006-2007 liés aux immobilisations*

Les revenus liés aux dépenses en immobilisations sont reportés parce qu'ils ont été comptabilisés d'avance, à l'exception des améliorations locatives payées par le propriétaire qui ne sont pas incluses dans les évaluations. Dans le cadre des incitatifs de location compris dans le contrat de location, le propriétaire a payé 3 540 400 $ en améliorations locatives au nom de la Commission depuis l'entrée en vigueur du bail le 1er janvier 2005.

| | |
|---|---|
| Valeur comptable nette des immobilisations en 2006-2007 | 8 725 901 $ |
| Améliorations locatives payées par le propriétaire | (3 540 400) |
| Amortissement cumulatif des améliorations locatives payées par le propriétaire | 200 352 |
| **Report des revenus de 2006-2007 liés aux immobilisations** | **5 385 853 $** |

## 4. Réserve de fonctionnement

En sa qualité d'organisme autofinancé, la Commission a été autorisée à établir une réserve de fonctionnement équivalant à 15 % de l'évaluation annuelle actuelle ou est rajustée annuellement. La réserve de fonctionnement doit être utilisée pour la gestion des flux de trésorerie et le maintien du fonds de roulement.

*Réserve de fonctionnement de 2006-2007*

| | |
|---|---|
| Réserve de fonctionnement au 31 mars 2006 | 4 623 230 $ |
| Rajustement de la réserve de fonctionnement | 51 397 |
| **Réserve de fonctionnement au 31 mars 2007** | **4 674 627 $** |

## Notes complémentaires des états financiers
Au 31 mars 2007

### 5. Immobilisations

| | Coût | Amortissement cumulé | Valeur comptable nette en 2007 | Valeur comptable nette en 2006 |
|---|---|---|---|---|
| Mobilier et équipement de bureau | 2 331 916 $ | 752 791 $ | 1 579 125 $ | 1 940 791 $ |
| Équipement informatique et logiciels afférents | 4 558 763 | 1 841 499 | 2 717 264 | 2 280 396 |
| Équipement audio-visuel | 833 865 | 270 677 | 563 188 | 512 599 |
| Améliorations locatives | 4 100 122 | 233 798 | 3 866 324 | 2 998 945 |
| | 11 824 666 $ | 3 098 765 $ | 8 725 901 $ | 7 732 731 $ |

### 6. Avantages sociaux futurs des employés

a) La contribution de la Commission au Régime de retraite des fonctionnaires pour l'exercice 2006-2007 était de 1 026 606 $ (907 956 $ en 2006) et est comprise dans les Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission indiqués dans l'État des résultats de fonctionnement et de l'actif net.

b) Le régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président de la Commission comporte une obligation au titre des indemnités constituées de 187 404 $ (126 122 $ en 2006) et un passif au titre des prestations constituées de 169 051 $ (114 589 $ en 2006). Les charges afférentes de la Commission pour l'exercice s'élevaient à 54 462 $ (46 323 $ en 2006) et sont constatées dans les salaires et avantages. Aucune indemnité n'a été versée durant l'exercice (0 $ en 2006). La durée de service restante pour le président aux termes de ce régime est de 1,25 année au 31 mars 2007 (2,25 années en 2006). Les hypothèses actuarielles significatives adoptées le 31 mars 2007 comprenaient un taux d'actualisation de 4,75 % (5 % en 2006) et un taux d'augmentation de la rémunération de 3,0 % (3,0 % en 2006).

c) La Commission n'est pas responsable du coût des avantages sociaux non liés à la pension après la retraite des employés. La responsabilité de ces coûts incombe à la province de l'Ontario, un apparenté.

### 7. Opérations entre apparentés

La Commission a effectué les transactions suivantes avec la province de l'Ontario :

Le ministère de l'Énergie a offert une subvention ponctuelle de transition de 704 240 $ pour l'important transfert des employés du ministère à la Commission qui a eu lieu le 29 mars 2004.

**8. Incitatif de location reporté et engagements dans les contrats de location-exploitation**

Durant l'exercice 2004-2005, la Commission a conclu un engagement de preneur à bail pour ses bureaux, lequel comportait divers incitatifs de location. L'incitatif de location reporté représente les avantages des engagements pris dans un contrat de location-exploitation qui sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 15 ans, soit la durée du contrat.

Les changements des incitatifs de location reportés sont les suivants :

| | 2007 | 2006 |
|---|---|---|
| Solde au début de l'exercice | 3 736 219 $ | 854 680 $ |
| Plus : Améliorations locatives | 913 756 | 2 478 344 |
| Autres incitatifs de location | 0 | 741 367 |
| Total des incitatifs de location | 913 756 | 3 219 711 |
| Moins : Amortissement des incitatifs de location reportés déduits des dépenses d'entretien de l'immeuble | (338 172) | (338 172) |
| Solde, à la fin de l'exercice | **4 311 803 $** | **3 736 219 $** |

Les paiements annuels minimaux aux termes du contrat de location-exploitation pour les 12 prochaines années ainsi que les totaux sont les suivants :

| | |
|---|---|
| 2008 | 2 166 207 $ |
| 2009 | 2 237 613 |
| 2010 | 2 347 993 |
| 2011 | 2 532 931 |
| 2012 et par la suite | 26 953 472 |
| | 36 238 216 $ |

**9. Chiffres comparatifs**

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation actuelle.

# Organigramme de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Au 31 mars 2007

Pour communiquer avec la Commission :

**Commission de l'énergie de l'Ontario**
C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto (Ontario) M4P 1E4
Canada

Téléphone : 416 481-1967 ou
Sans frais : 1 888 632-6273
Télécopieur : 416 440-7656
Courriel : info@oeb.gov.on.ca

Adresse du site Web :
**www.oeb.gov.on.ca**

Centre des relations avec les
consommateurs de la CEO :
Sans frais : 1 888 632-2727
À Toronto : 416 314-2455

Service de téléassistance du service
des Activités du marché de la CEO :
416 440-7604
(market.operations@oeb.gov.on.ca)

On peut se procurer des exemplaires du rapport annuel ainsi que d'autres publications en communiquant avec la Commission.